



Análise bottom-up de retorno de energia sobre o investimento em campos offshore de óleo/gás no Brasil

Felipe da Cunha Siqueira

Projeto de Final de Curso

Orientadores

Ofélia de Queiroz Fernandes Araújo, PhD

José Luiz de Medeiros, DSc

Março de 2021

ANÁLISE BOTTOM-UP DE RETORNO DE ENERGIA SOBRE O INVESTIMENTO EM CAMPOS OFFSHORE DE ÓLEO/GÁS NO BRASIL

Felipe da Cunha Siqueira

Projeto de Final de Curso submetido ao Corpo Docente da Escola de Química, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de bacharel em Engenharia Química.

Aprovado por:

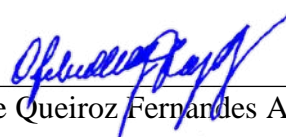


Prof. Estevão Freire, DSc



Prof. Carlos André Vaz Junior, DSc

Orientado por:



Profª Ofélia de Queiroz Fernandes Araujo, PhD



Prof. José Luiz de Medeiros, DSc

Rio de Janeiro, RJ – Brasil

Março de 2021

Siqueira, Felipe da Cunha.

Análise bottom-up de retorno de energia sobre o investimento em campos offshore de óleo/gás no Brasil / Felipe da Cunha Siqueira. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2021.

x, 98 p.; il.

(Monografia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2021.

Orientadores: Ofélia de Queiroz Fernandes Araújo e José Luiz de Medeiros.

1. EROI. 2. Offshore. 3. Brasil. 4. Monografia. (Graduação – UFRJ/EQ). 5. Ofélia de Queiroz Fernandes Araújo e José Luiz de Medeiros. I. Análise bottom-up de retorno de energia sobre o investimento em campos offshore de óleo/gás no Brasil.

“The best way to find yourself is to lose yourself in the service of others” - Mahatma Gandhi

AGRADECIMENTOS

À Deus, por sempre me proteger e facilitar a minha jornada.

Aos meus pais, Vânia e Gilson, por sempre me apoiarem em todos os momentos e não medirem esforços para o meu bem. À minha irmã, Gabriela, por todas as parcerias e o imensurável carinho por mim.

À minha namorada, Juliana, por tudo o que faz por mim. Obrigado pelos conselhos e por partilhar a vida e os perrengues do colégio, da graduação e do mestrado comigo. Ao infinito e além.

A toda a minha família que sempre torceu por mim e se preocupa comigo. Um obrigado especial aos meus avós Helenice, Vanilson, Sebastião e Yvonne.

Aos meus amigos de longa data, Rafael, Matheus e João Pedro e ao meu primo Guilherme. Todos são muito especiais para mim e ajudaram a tornar a caminhada até aqui mais leve.

Aos meus orientadores, Ofélia e José Luiz. Obrigado professora por acreditar no trabalho, mesmo em um período complicado com um prazo curto de realização.

À minha equipe de trabalho na Firjan pelo compartilhamento do conhecimento da indústria de petróleo que tornaram este TCC mais fluido e prazeroso.

A todos os professores, orientadores de IC e de monitoria, que contribuíram para a minha formação.

Resumo do Projeto de Final de Curso apresentado à Escola de Química como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de bacharel em Engenharia Química.

ANÁLISE BOTTOM-UP DE RETORNO DE ENERGIA SOBRE O INVESTIMENTO EM CAMPOS OFFSHORE DE ÓLEO/GÁS NO BRASIL

Felipe da Cunha Siqueira

Março, 2021

Orientadores: Prof^{ra}. Ofélia de Queiroz Fernandes Araújo, PhD

Prof. José Luiz de Medeiros, DSc

O Brasil, ao longo dos últimos anos, principalmente após a descoberta do Pré-Sal em 2006, vem se consolidando como um dos mais importantes atores no cenário global de óleo e gás. Este desenvolvimento histórico estabeleceu a produção brasileira de petróleo nos campos *offshore* com uma participação de 92,7% e o Pré-Sal já corresponde a 68,3% desta produção. Todo este montante produtivo traz benesses econômicas e também energéticas. Neste cenário, o quanto cada campo demanda e entrega de energia é um importante fator na análise da eficiência do E&P brasileiro. Desta forma, o presente trabalho propõe-se avaliar o retorno de energia sobre o investimento (EROI) por meio do programa *Oil Production Greenhouse Gas Emissions Estimator* (OPGEE), para 62 campos marítimos brasileiros, com produção ativa em 2019. Para a simulação, foram levantados diversos dados, como os de reservatórios, poços, sistemas de produção e infraestrutura de gasodutos. Ainda, para melhor aproveitamento do *software* no Brasil, algumas modificações foram realizadas, com a inserção da demanda energética do transporte de gás natural (GN) e de alterações das rotas pré-estabelecidas de tratamento do GN e a adoção da premissa de não exportação de líquidos de gás natural (LGN). Os resultados de consumo de energia evidenciaram dois sistemas majoritários: produção (55%) e processamento de fluidos (34%). Nos cálculos de retornos de energia, foram encontrados uma média de $EROI_{oil}$ igual a 33,18 e de $EROI_{tot}$ (óleo mais gás) igual a 40,37. Também, foram analisados estes resultados em função dos parâmetros de entradas e foi constatado que os EROIs diminuem com o aumento da produção, profundidade, distância à costa e concentração de CO₂. Ademais, são analisadas a eficiência energética por ambiente (Pré-Sal ou Pós-Sal), por bacia e por operadora. Uma análise de componentes principais encontrou 8 dentre 27 *inputs* iniciais e indicou os principais fatores que influenciam positivamente (razão gás-óleo, grau API e reinjeção de água) e negativamente (*gas lift*, excesso de reinjeção de água e número de poços) os EROIs. Não obstante, foram gerados 11 *clusters* dentre os 62 campos analisados. Uma análise de sensibilidade foi realizada para obter as incertezas inerentes às fontes de dados com menor confiança, obtendo sensibilidade de $EROI_{tot}$ de 5,95% para um aumento de 20% na pressão de reservatório e de 20% na distância de transporte de óleo. Como conclusão, foi observado um menor EROI para novos campos de petróleo, principalmente no Pré-Sal, devido às suas características mais complexas que demandam maior quantidade de energia. Portanto, é sugerido uma tendência de queda de EROI, nos próximos anos, com mais campos do Pré-Sal sendo leiloados e entrando em produção.

ÍNDICE

1 INTRODUÇÃO	1
1.1 MOTIVAÇÕES	1
1.2 OBJETIVOS	3
1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO	4
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	5
2.1 ANÁLISE ENERGÉTICA	5
2.1.1 Retorno de Energia sobre o Investimento	5
2.1.2 EROI na Indústria do Petróleo	7
2.1.3 Delimitações	8
2.2 EXPLORAÇÃO	10
2.2 DESENVOLVIMENTO	11
2.3 PRODUÇÃO	13
2.3.1 Elevação Artificial	13
2.3.2 EOR	14
2.4 PROCESSAMENTO	15
2.4.1 Desidratação do óleo	16
2.4.2 Estabilização do óleo	16
2.4.3 Tratamento de Gás Natural	17
2.4.3.1 Desidratação do Gás Natural	19
2.4.3.2 Remoção de Gás Ácido	20
2.4.3.3 Remoção de CO ₂	20
2.4.3.4 Desmetanizador	22
2.5 TRANSPORTE	22
2.5.1 Transporte de Óleo	22
2.5.1 Transporte de Gás Natural	23
2.6 OPGEE	24
3. METODOLOGIA	25
3.1 LEVANTAMENTO DE DADOS E PREMISSAS	25
3.2 LIMITAÇÕES E MODIFICAÇÕES NO OPGEE	35
3.3 SIMULAÇÃO E CÁLCULO DO EROI	37
3.4 ANÁLISE DE COMPONENTES PRINCIPAIS	39
3.5 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	41
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES	43

4.1 CONSUMO E GERAÇÃO DE ENERGIA	43
4.2 RESULTADOS DE EROI.....	48
4.2.1 EROI por Campo	48
4.2.2 EROI por Produção	55
4.2.3 EROI por Distância à Costa	59
4.2.4 EROI por Profundidade de Reservatório	60
4.2.5 EROI por Concentração de CO ₂ no gás natural	63
4.2.6 EROI por Ambiente	64
4.2.7 EROI por Bacia	65
4.2.8 EROI por Operadora.....	66
4.3 ANÁLISE DE COMPONENTES PRINCIPAIS	67
4.4 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE.....	75
5. CONCLUSÕES.....	79
REFERÊNCIAS	82
ANEXO 1 – INPUTS DA SIMULAÇÃO NO OPGEE	89
ANEXO 2 – MATRIZ DE CORRELAÇÃO DO PCA.....	97

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1- Histórico da produção de óleo da Petrobras de 1953 ao 2T2020 (PETROBRAS, 2020).....	2
Figura 2 - Evolução do E&P, ilustrado por diferentes unidades de produção (PETROBRAS, 2020).....	2
Figura 3 – Entradas e saídas de energia de um projeto de produção (adaptado de HERENDEEN, 2004).....	6
Figura 4 – Diferentes tipos de limitação no cálculo do EROI (HALL; LAMBERT; BALOGH, 2014).....	8
Figura 5 – Categorias para a construção de poços (El-Houjeiri et. al, 2017).....	12
Figura 6 – Resultados do GHGfrack para o consumo de combustível por complexidade do poço (El-Houjeiri et. al, 2017).....	12
Figura 7 – Configuração de uma operação de <i>gas-lift</i> típica (GUO; LIU; TAN, 2017).	14
Figura 8 - Fluxograma simplificado do processamento de fluidos numa unidade de produção (VAZ, 2009).	15
Figura 9 - Esquema de um processo de estabilização (MOKHATAB; POE, 2012).....	17
Figura 10 - Fluxograma das rotas de tratamento de gás (EL-HOUJEIRI et. al, 2017).	18
Figura 11 – Formação de hidratos em gasoduto no campo de Namorado (BARBOSA; OLIVEIRA, 2015).	19
Figura 12 - Consumo energético por tecnologia de separação, para diferentes cargas de CO ₂ no gás (ARAÚJO et. al, 2016).....	21
Figura 13 - Gasodutos de escoamento; Rotas 1, 2 e 3 (ANP, 2020a).	23
Figura 14 - Dados de pressão de reservatório de Campos (azul) e Santos (vermelho) (MATIAS et. al, 2015).	30
Figura 15 – Concentração de CO ₂ nos reservatórios as bacias de Campos e Santos (EPE, 2019).....	31
Figura 16 – Novo caminho 7 de processamento de gás natural.	36
Figura 17 – Fluxograma de correntes energéticas.	37
Figura 18 – Médias (MMBTU/d) e participações (%) dos custos energéticos da atividade de E&P.	47
Figura 19 – Resultados de EROI _{oil} e EROI _{tot} por campo e suas respectivas médias.....	50
Figura 20 – Balanço de gás natural na rota 2 de tratamento.....	53
Figura 21 – EROI _{oil} versus produção de óleo (bbl) em 2019.	57
Figura 22 – EROI _{tot} versus produção de óleo e gás (bep) em 2019.	58
Figura 23 - EROI _{oil} e EROI _{tot} versus distância do campo à costa (km) em 2019.....	59
Figura 24 - EROI _{oil} e EROI _{tot} versus profundidade de reservatório (m) em 2019.	60
Figura 25 - EROI _{oil} e EROI _{tot} versus classificação de profundidade em 2019.....	61
Figura 26 – EROI _{tot} versus profundidade do reservatório (km) e distância do campo à costa (km).	62
Figura 27 – EROI _{oil} e EROI _{tot} versus %CO ₂ no gás natural.....	63
Figura 28 - EROI _{oil} e EROI _{tot} versus ambiente (Pré-Sal e Pós-Sal).	64
Figura 29 - EROI _{oil} e EROI _{tot} por bacia.....	65
Figura 30 - EROI _{oil} e EROI _{tot} por operadora.	66
Figura 31 – <i>Scree Plot</i> do PCA.	70
Figura 32 - <i>Fator loadings</i> dos componentes principais F1 e F2.....	72
Figura 33 – Scores dos campos para F1 e F2.	74

Figura 34 - Análise de sensibilidade do $EROI_{tot}$ com aumento de 20% na pressão do reservatório.	76
Figura 35 - Análise de sensibilidade do $EROI_{tot}$ com aumento de 20% na distância de transporte de óleo.....	77
Figura 36 - Análise de sensibilidade do $EROI_{tot}$ com aumento de 20% na pressão do reservatório e de 20% na distância de transporte de óleo.....	78

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Fatores demandantes de energia na exploração (adaptada de EL-HOUJEIRI et al., 2017).....	10
Tabela 2 - Rotas para o tratamento de gás associado (EL-HOUJEIRI et. al, 2017).....	18
Tabela 3 - Campos <i>offshore</i> brasileiros, em ordem decrescente de produção de óleo em 2019.	26
Tabela 4 - Métodos de Produção.	28
Tabela 5 – Propriedades do campo.....	29
Tabela 6 – Propriedades dos fluidos.....	30
Tabela 7 – Práticas de produção.	32
Tabela 8 – Práticas de processos.	33
Tabela 9 – Transporte de óleo e gás.	34
Tabela 10 – Parâmetros alterados na aba “Transport”.	36
Tabela 11 – Fatores da aba “Fuel Cycle” (GREET, 2016).....	38
Tabela 12 – Métodos de cálculos usados nos EROI.....	39
Tabela 13 – Variáveis analisadas no PCA.....	40
Tabela 14 – Variáveis desconsideradas no PCA e suas justificativas para não inclusão.	41
Tabela 15 – Resultado das demandas energéticas, parte 1.	43
Tabela 16 - Resultado das demandas energéticas, parte 2.....	45
Tabela 17 – Convenção, resultados de EROI e diferença entre os EROIs por campo.	49
Tabela 18 – Comparação dos EROIs encontrados e da literatura.	51
Tabela 19 – Aumento de EROI e parâmetros investigados.....	53
Tabela 20 – Volume produzido e disponível para campos considerados não exportadores de gás natural.....	54
Tabela 21 – Dados de EROI e de produção por campo em 2019, em ordem crescente de produção total de óleo e gás (bep).	55
Tabela 22 – Diferenças entre $EROI_{oil}$ e $EROI_{tot}$ para campos rasos, profundos e ultraprofundos.....	62
Tabela 23 – Código, mínimo, máximo, média e desvio padrão das variáveis do PCA.....	67
Tabela 24 – Correlação entre $EROI_{oil}$ e $EROI_{tot}$ com as demais variáveis.	68
Tabela 25 – <i>Factor loadings</i> para os 8 componentes principais.	71
Tabela 26 – <i>Scores</i> por campo.....	73
Tabela 27 – Resumo dos resultados de sensibilidade.....	78
Tabela 28 – <i>Inputs</i> . Sem preenchimento de cor, estão os dados inseridos pelo usuário; em verde, dados alterados para valor padrão (OPGEE); em amarelo, dados ajustado por macro (OPGEE) e em vermelho, dados fora do intervalo encontrado na literatura.	89
Tabela 29 – Matriz de correlação da análise de componentes principais.....	97

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÕES

A partir da descoberta do Pré-Sal em 2006, o Brasil vem se consolidando, a cada ano, como um dos mais importantes atores no cenário global de óleo e gás (O&G) (PETERSOHN; ABELHA, 2018). Dados de 2019 do BP Statistical Review (2020) mostram que o país é o 11º maior produtor de óleo do mundo, com 2,9 milhões barris por dia (bpd) e o 10º maior consumidor de óleo, com 2,4 milhões bpd, sendo líder destes parâmetros na América Latina.

Todo este protagonismo é importante para o desenvolvimento econômico nacional, já que resulta em maior atratividade de investimentos pelas operadoras, maior recolhimento de participações governamentais (royalties e participações especiais) pelos entes federativos e aumento do número de empregos. Neste sentido, para cada R\$ 1 bilhão de receita na operação de exploração e produção (E&P), há a geração de 416 empregos diretos, 2,7 mil empregos indiretos e R\$ 0,56 bilhão de efeito renda no Brasil (FIRJAN, 2020).

Cabe destacar outro importante objetivo da indústria de petróleo: fornecer excedente energético à sociedade, considerando a energia que própria indústria consome. Ou seja, o retorno energético é um importante indicador na avaliação do potencial benefício da extração do óleo e gás da crosta terrestre (CLASEN; AGOSTINHO, 2017). Entretanto, a eficiência energética no segmento de E&P recebe menos atenção acadêmica do que no segmento de combustíveis, como os carros movidos a gasolina, por exemplo. A ineficiência de energia em E&P resulta em maiores impactos econômicos e ambientais (BRANDT; GALE; BARNHART, 2013).

Assim, na busca de ferramentas para quantificar este retorno energético, se faz necessário a análise do histórico de produção de petróleo no Brasil, representado simplificadaamente pela atuação da Petrobras, operadora com 92,7% da produção de óleo e gás brasileira (ANP, 2020c). A produção terrestre foi perdendo espaço ao ambiente *offshore* e as reservas do Pré-Sal dominaram um cenário marítimo, antes exclusivo de extração da camada do Pós-Sal, como observado na Figura 1. Atualmente, 68,3% da produção brasileira provém do Pré-Sal (ANP, 2020c) e, com isso, nos últimos anos, o E&P se deslocou para campos cada vez mais profundos, distantes da costa e, na maioria das vezes, com maior porcentagem de CO₂ em seu gás associado. Logo, houve importantes desenvolvimentos tecnológicos neste processo para o êxito na extração de O&G destas reservas de características mais complexas,

representado pela Figura 2, que mostra a evolução de novas unidades de produção ao longo do tempo. Portanto, como o retorno de energia de campos *offshore*, que representam 93,3% da produção nacional (ANP, 2020c), é influenciado por estes fatores e tendências é de suma relevância a análise mais aprofundada do tema.

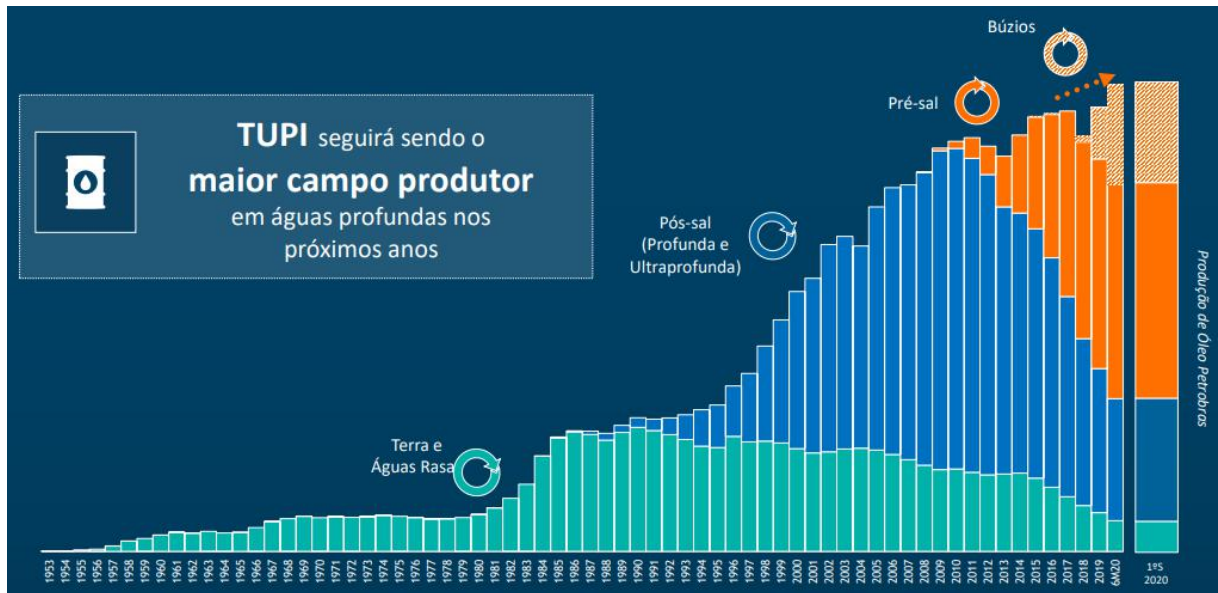


Figura 1- Histórico da produção de óleo da Petrobras de 1953 ao 2T2020 (PETROBRAS, 2020).

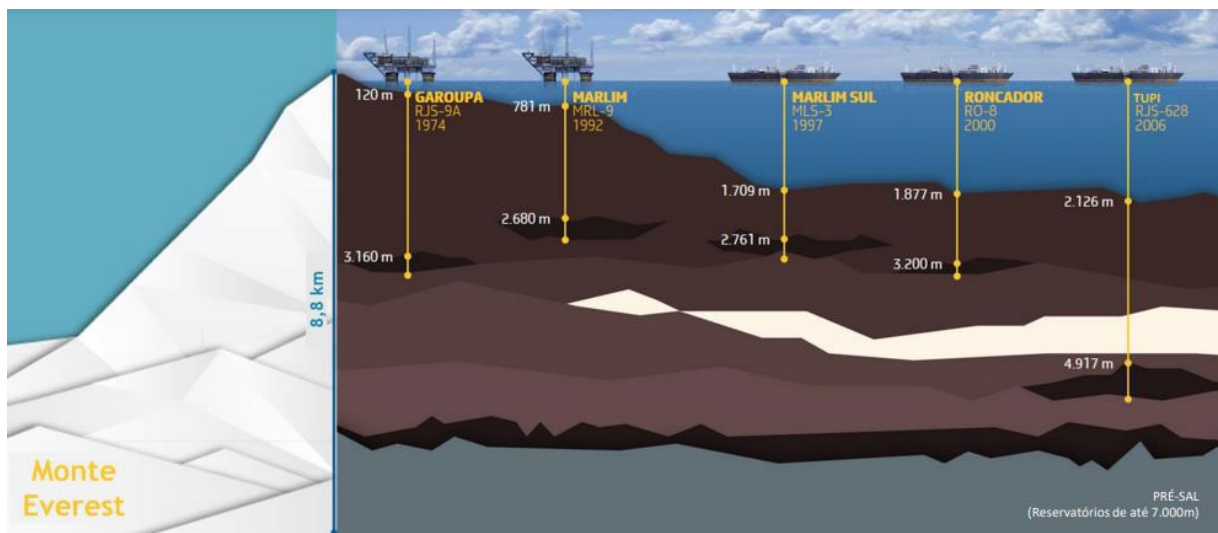


Figura 2 - Evolução do E&P, ilustrado por diferentes unidades de produção (PETROBRAS, 2020).

Diante deste cenário de demanda por estudos de retorno energético em E&P, diversos autores propuseram metodologias do tipo *top-down*, que usam dados macroeconômicos e estatísticas gerais de produção para estimar a energia utilizada direta e indiretamente na produção de óleo e gás (CLEVELAND, 2005; GAGNON; HALL; BRINKER, 2009; BRANDT, 2011; GRANDELL; HALL; HÖÖK, 2011; GUILFORD *et al.*, 2011). Ainda, é escassa e não abrangente a literatura sobre este assunto no Brasil, como os trabalhos de Clasen e Agostinho (2017) voltados apenas para o Pré-Sal e de Oliveira (2019) com foco somente no gás natural.

Neste sentido, Brandt *et al* (2015) utilizaram uma nova proposta, com o uso de um modelo *bottom-up* de engenharia, através do *software* gratuito *Oil Production Greenhouse Gas Emissions Estimator* (OPGEE), para o cálculo do retorno de energia sobre o investimento (EROI) por campo produtor, a partir de diversos parâmetros, entre eles, profundidade, pressão, processamento de óleo e gás e transporte. Porém, este trabalho limitava-se a apenas 4 campos brasileiros (Tupi, Marlim, Frade e Polvo) e carecia de entradas de dados mais confiáveis e consolidados, como os disponibilizados pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) em seu site. Portanto, o presente trabalho propõe-se estudar o retorno de energia de maior quantidade de campos marítimos brasileiros com o levantamento de dados mais precisos e confiáveis.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo principal deste trabalho é comparar os valores de EROI de diversos campos *offshore* no Brasil e avaliar as principais características desses campos que influenciam nos resultados obtidos. Com base nesta proposta e nas lacunas observadas na literatura, os seguintes objetivos específicos serão almejados ao longo deste texto:

1. Agregar dados confiáveis sobre os campos offshore no Brasil;
2. Modificar o *software* OPGEE, de modo a traduzir mais satisfatoriamente a realidade do E&P brasileiro;
3. Simular, através do OPGEE, o retorno energético de cada campo, com base nos *inputs* inseridos.
4. Realizar uma análise de componentes principais para se observar os parâmetros mais relevantes e a criação de *clusters* dos campos *offshore*;

5. Realizar análise de sensibilidade nos *inputs* com maior incerteza para verificar o efeito sobre o retorno de energia.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Tendo em vista a necessidade de um estudo mais aprofundado e abrangente do EROI na exploração e produção de óleo e gás no Brasil, este projeto se propõe ao cálculo deste indicador de eficiência energética para diversos campos produtores marítimos brasileiros.

No Capítulo 2, é apresentado o estado da arte do uso de EROI na indústria de petróleo, assim como das principais etapas que demandam energia na vida de uma plataforma de produção de petróleo (exploração, produção, processamento e transporte) e um resumo sobre a ferramenta OPGEE.

No Capítulo 3, é apresentada a metodologia, como o levantamento dos dados necessários, premissas adotadas, limitações e alterações do modelo do OPGEE, a simulação da ferramenta, com a definição das correntes energéticas e as fórmulas de EROI adotadas, uso da análise de componentes principais e análise de sensibilidade.

No Capítulo 4, os resultados são discutidos. O retorno energético de cada campo será analisado à luz de suas características. Análise de componentes principais, com o *scree plot* e gráficos de *loadings* e de *scores* são investigados. Ainda, o efeito da sensibilidade é, também, examinado.

No Capítulo 5, é realizada uma conclusão geral do trabalho, apresentando implicações dos resultados na atividade de E&P, assim como são direcionadas algumas sugestões para trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 ANÁLISE ENERGÉTICA

De acordo com Boustead e Hancock (1979), a análise energética é uma técnica que examina diferentes alternativas, nas quais os recursos energéticos são aproveitados para serem transformados e exercerem funções úteis. Já Peet (1992) classifica a análise de energia como a determinação da quantidade de energia primária, direta ou indireta que é consumida na produção de um bem ou serviço e da energia entregue ao mercado.

2.1.1 Retorno de Energia sobre o Investimento

Um dos indicadores mais importantes no estudo energético de um sistema é o retorno de energia sobre o investimento (EROI) (GEVER, 1986; HALL; CLEVELAND; KAUFFMANN, 1986), que é definido como a razão entre a energia gerada sobre a energia consumida em um processo. Existem alguns outros termos que podem ser confundidos com o EROI por sua aparente similaridade, porém possuem definições bem diferentes, a exemplo da energia líquida ou excedente de energia, que é igual a energia gerada menos a energia consumida. O EROI, portanto, é uma razão que reflete o retorno de energia sobre o investimento energético, enquanto o excedente de energia é a quantidade de energia fornecida ao sistema após serem abatidas os custos energéticos de sua obtenção (CLEVELAND, 2007).

Conforme a Equação 1, o EROI, ao longo do tempo de vida de uma unidade de produção, pode ser calculado pela razão da energia gerada (E_g) sobre a soma da energia requerida para construção (E_c), operação da planta e manutenção (E_{op}) e descomissionamento (E_d) (MURPHY *et. al*, 2011). A Figura 3 traz um esquema gráfico do conceito, onde t_c indica o tempo de construção, t_L o de geração de energia e t_d o de descomissionamento.

$$EROI = \frac{E_g}{E_c + E_{op} + E_d} \quad (1)$$

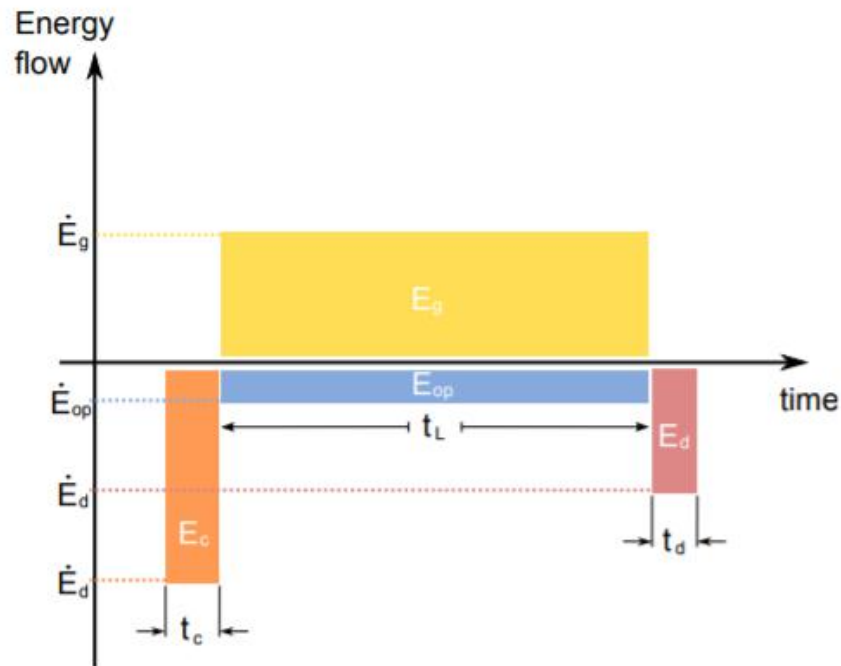


Figura 3 – Entradas e saídas de energia de um projeto de produção (adaptado de HERENDEEN, 2004).

Ainda, podemos considerar o EROI, como uma fotografia num determinado instante. Ou seja, investimentos e retornos energéticos acontecem ao mesmo tempo, gerando a Equação 2, com o ponto superior a cada variável indicando unidade de potência. Neste contexto, a depender da quantidade de investimento e produção podem ser gerados períodos de inflação e deflação do EROI (MURPHY *et. al*, 2011).

$$EROI = \frac{\dot{E}_g}{\dot{E}_c + \dot{E}_{op} + \dot{E}_d} \quad (2)$$

Ademais, segundo Murphy *et al.* (2011), existem potenciais benefícios no uso de uma análise pautada no EROI, como:

- Facilidade de comparação dos resultados de retorno energético para diferentes processos, como o caso da gasolina (10:1 a 20:1) e do etanol a partir do milho (2:1) (CLEVELAND, 2005; MURPHY; HALL; POWERS, 2011a). Com estes dados, é perceptível as implicações energéticas de uma substituição da gasolina por etanol, já que a mesma possui um EROI, no mínimo, 5 vezes maior;

- O EROI pode ser considerado um indicador de qualidade dos recursos explorados. Ou seja, sistemas com retornos mais altos são mais benéficos do que sistemas com baixo EROI, pois, neste último caso, mais atividades são necessárias para o fornecimento de energia para outros sistemas. Neste sentido, um setor que requer toda energia que produz para seu próprio processo, $EROI=1$, é de pouco interesse à sociedade (DALE; KRUMDIECK; BODGER, 2011);
- Uma análise temporal de EROI pode ser importante para avaliar como a qualidade dos recursos estão se comportando ao longo do tempo e promover previsões à cerca do retorno energético.

2.1.2 EROI na Indústria do Petróleo

No segmento de E&P, alguns dos primeiros trabalhos sobre análise de retorno energético foram focados no custo de extração, nos quais foram mapeados os custos da atividade perfuratória por óleo produzido (NORGAARD, 1971). Em estudos posteriores, foram utilizados dados econômicos de despesas e lucros para examinar tendências dos retornos energéticos na extração de óleo (CLEVELAND, 1992; CLEVELAND 2005);

Estudos mais recentes foram conduzidos e foi constatado que o EROI global de óleo e gás atingiu seu pico em 1999 e desde então vem diminuindo (GAGNON; HALL; BRINKER, 2009), utilizando os investimentos da indústria de petróleo global para estimar a energia consumida. Esta abordagem é interessante visto que o *capital expenditure* (CAPEX) das maiores operadoras globais mostrou um crescimento anual de 10% pós 2000 (KOPIS, 2014).

Grandel, Hall e Höök (2011) levantaram um histórico do EROI norueguês, sugerindo que a indústria nacional chegou a seu pico de EROI de 60:1 em 1996, antes de apresentar um declínio e estacionar em torno de 40:1 em 2010. Outros estudos foram conduzidos com a mesma metodologia de *top-down*, ou seja, usando dados macroeconômicos de capital investido e dados de produção para se estimar os valores de retorno energético (GUILFORD *et. al*, 2011). Ainda, muitos trabalhos foram realizados para a avaliação de extração de óleo não convencional, na busca de justificativas energéticas para o aumento destas técnicas de extração (KONG *et. al*, 2015; BRANDT; ENGLANDER; BHARADWAJ, 2013).

Ademais, Brandt *et. al* (2015) propuseram uma nova metodologia, pautada na visão *bottom-up* de engenharia, através do software *Oil Production Greenhouse Gas Emissions Estimator* (OPGEE), usando fatores característicos por campo, como profundidade, pressão,

processamento de óleo e gás, transporte, entre outros. Tripathi e Brandt (2017) também utilizaram a mesma metodologia para o estudo de caso de campos de petróleo nos Estados Unidos, México e Reino Unido.

Em relação a EROIs calculados no Brasil, Brandt *et. al* (2015), encontrou aproximadamente os valores de 41:1, 18:1, 30:1 e 36:1 campos de Frade, Tupi, Marlim e Polvo, respectivamente. Já Clasen e Agostinho (2017) chegaram a uma média de 17,5:1 para os campos do Pré-Sal e Oliveira (2019) encontrou valores médios para o EROI do gás natural de 3:1 e 8:1 para a bacias de Campos e Santos, respectivamente.

2.1.3 Delimitações

Devido aos resultados aparentemente diferentes da análise do EROI em estudos distintos, gera-se alguns questionamentos sobre sua utilidade (HALL; LAMBERT; BALOGH, 2014). No entanto, esta variação é, em sua maioria, resultante das escolhas dos custos energéticos associados ao processo, ou seja, devido aos limites diferentes de análise (HALL; DALE; PIMENTEL, 2011). Possíveis delimitações podem ser observadas na Figura 4.

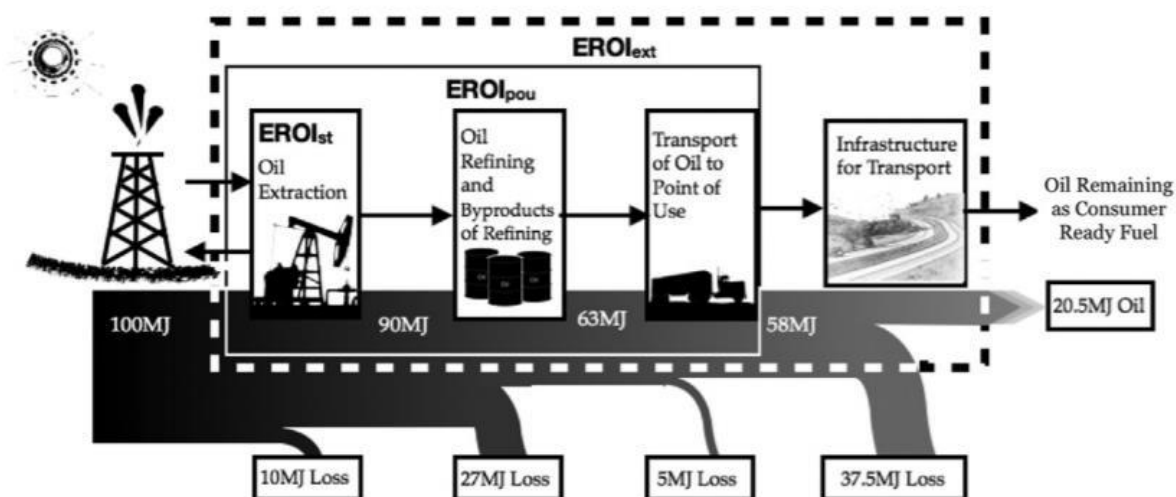


Figura 4 – Diferentes tipos de limitação no cálculo do EROI (HALL; LAMBERT; BALOGH, 2014).

Dada essas diferentes delimitações, Hall, Lambert e Balough (2014) estabeleceram as seguintes categorias, de acordo com seu grau de abrangência na cadeia de óleo e gás:

- *Standard EROI* ($EROI_{st}$): Este EROI de referência divide a energia gerada pela soma da energia consumida diretamente (*on site*) e indiretamente (*offsite*) necessária para a produção do óleo e gás. Neste indicador não são considerados custos trabalhistas, financeiros e similares. Assim, por considerar apenas a energia consumida até a saída do sistema de produção - por exemplo, até a entrada da refinaria - o standard EROI é um bom parâmetro para comparações de diferentes processos extrativos de combustíveis, mesmo quando analistas não concordem com o restante da metodologia (MURPHY *et. al*, 2011).
- *Point of use EROI* ($EROI_{POU}$): Esta outra abordagem é mais abrangente, pois considera custos associados com o refino e transporte dos produtos refinados. Com os limites de análise se expandindo, mais alto é o custo energético, resultando em um menor EROI (HALL; BALOUGH; MURPHY, 2009)
- *Extended EROI* ($EROI_{EXT}$): Essa análise expandida considera um EROI que contabiliza a energia necessária para a energia ser minimamente utilizada pela sociedade, como, por exemplo, para dirigir um caminhão.
- *Societal EROI* ($EROI_{SOC}$): Este tipo de EROI é o indicador global no qual são considerados todos os combustíveis entregues à sociedade. Ou seja, a razão da soma de todos os ganhos e perdas energéticas para se obter o combustível. Por ser uma cadeia longa e complexa, este é um parâmetro difícil, se não impossível de se precisar (HALL; BALOUGH; MURPHY, 2009). Porém, já existem alguns trabalhos que se propõem a abordar o tema a nível nacional (LAMBERT *et. al*, 2013).

Vale destacar que no trabalho de Brandt *et. al* (2015) são propostos alguns cálculos de retornos de energia para campos de produção de petróleo. O autor utiliza a metodologia do $EROI_{std}$, sem a consideração de custos de construção, manutenção e descomissionamento. Uma interessante contribuição é a produção de um $EROI_{oil}$ (Equação 3), no qual apenas avalia-se os ganhos provenientes do óleo e de um $EROI_{tot}$ (Equação 4) que pondera todos os possíveis produtos da obtenção em uma plataforma, como óleo, gás natural, eletricidade e líquidos de gás natural (LGN). Nas equações 3 e 4, F_i são as energias por dia geradas pelos produtos, E_i são as energias diárias diretas consumidas, I_i as indiretas e X_i são as energias internas por dia utilizadas:

$$EROI_{oil} = \frac{F_{oil}}{\sum_{i=1}^n E_i + \sum_{i=1}^n I_i + \sum_{i=1}^n X_i} \quad (3)$$

$$EROI_{tot} = \frac{\sum_{i=1}^n F_i}{\sum_{i=1}^n E_i + \sum_{i=1}^n I_i + \sum_{i=1}^n X_i} \quad (4)$$

2.2 EXPLORAÇÃO

A primeira etapa da extração de óleo e gás é a exploração, que engloba atividades sísmicas e a perfuração de poços exploratórios. No ambiente offshore, a exploração convencional envolve extensivo uso de sísmicas, antes da perfuração dos poços exploratórios, devido aos maiores riscos envolvidos (CLEVELAND, 2018).

Neste sentido, as sísmicas 2D e 3D emergiram como importante ferramentas para visualização e maior entendimento da morfologia do subsolo marinho e seus limites físicos. Além de fornecer imagens estruturais, algumas análises sísmicas podem mapear a qualidade do reservatório e a distribuição de hidrocarbonetos com limitações bem definidas (SIDDIQUI *et al.*, 2017). Segundo dados da ANP (2021a), as petroleiras preveem a realização, em 2021, no Brasil, de 450 quilômetros de sísmicas 2D e 2.475 quilômetros quadrados de sísmica 3D, que vão demandar mais R\$ 164 milhões.

Ainda, a Tabela 1 mostra outros fatores que contribuem para a demanda de energia na fase de exploração. Esta, geralmente, é pequena, quando amortizadas sobre o tempo de produção de um campo, já que esses gastos são característicos das etapas iniciais do projeto (EL-HOUJEIRI *et al.*, 2017).

Tabela 1 - Fatores demandantes de energia na exploração (adaptada de EL-HOUJEIRI *et al.*, 2017).

Processo	Consumo de energia
Sísmica	Navio sísmico
	Processamento de dados
Perfuração de poços exploratórios	Motor
	Revestimento e cimento
Tratamento de resíduos e disposição	Disposição de lama
	Processamento de água produzida
	Disposição da água produzida (reinação)

Desta forma, para o cálculo da energia consumida [BTU] em um navio de sísmica, podemos usar a Equação 5 (EL-HOUJEIRI *et. al*, 2017), onde m é o peso do navio [ton], D a distância percorrida pelo navio [mi] e EE a eficiência energética deste transporte [BTU/ton-mi]. Já a energia consumida na perfuração de poços exploratórios será apresentada na próxima sessão.

$$E_{EXP} = m \times D \times EE \quad (5)$$

2.2 DESENVOLVIMENTO

Após a fase de exploração com sísmicas e poços exploratórios, se existirem reservas de óleo e gás comercialmente viáveis, a operadora começa a desenvolver o campo, através de sondas que perfuraram diversos poços de desenvolvimento de produção e injeção (BAKER, 2004).

Segundo Capanoglu (2005), as seguintes características do reservatório e do óleo bruto permitem a delimitação dos requisitos mínimos para o desenvolvimento de um campo:

- O número de poços de produção e injeção define o escopo da atividade perfuratória;
- As condições de produção são definidas em termos da capacidade de processamento de fluidos, ou seja, barris de petróleo por dia (bpd), milhões de m^3 de gás natural por dia (MMm³/d), barris de água produzida por dia e injeção de gás e água.
- Especificidades, como a presença de CO₂, afetam diretamente a área e o peso do deck da plataforma;

Ademais, a atividade perfuratória consome combustível para seu funcionamento. Usualmente, motores à diesel são usados para uma variedade de funções: fornecer energia às bombas de lama de perfuração; aplicar torque à coluna de perfuração; alçar a coluna de perfuração; elevar, abaixar e retroceder os equipamentos de monitoramento *subsea* e bombear cimento aos poços (EL-HOUJEIRI *et. al*, 2017).

Em relação ao consumo energético da atividade perfuratória, El-Houjeiri *et. al* (2017) basearam-se no modelo de intensidade energética de perfuração GHGfrack (VAFI; BRANDT, 2016) para seus cálculos. Os poços foram classificados em 3 categorias: simples, moderado e complexo (MITCHELL, 2007), de acordo com suas características (profundidade e diâmetro do tubo), como mostrado na Figura 5. Ainda, por meio de uma regressão linear por categoria,

realizado no GHGfrack e apresentado na Figura 6, foi gerado um fator de intensidade energética por distância perfurada.

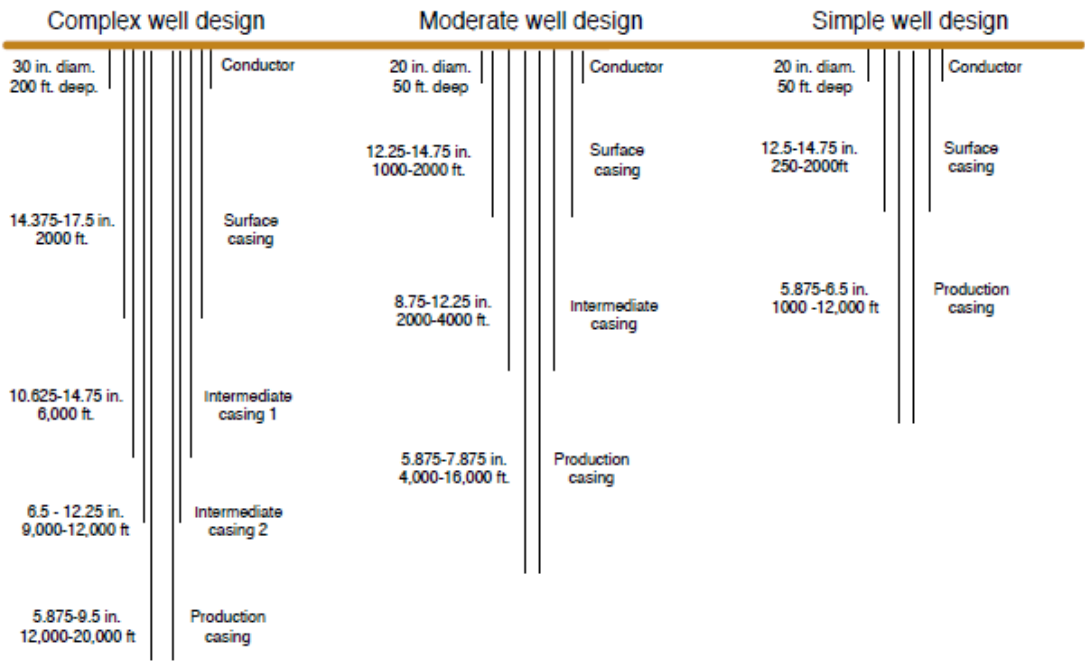


Figura 5 – Categorias para a construção de poços (El-Houjeiri et. al, 2017).

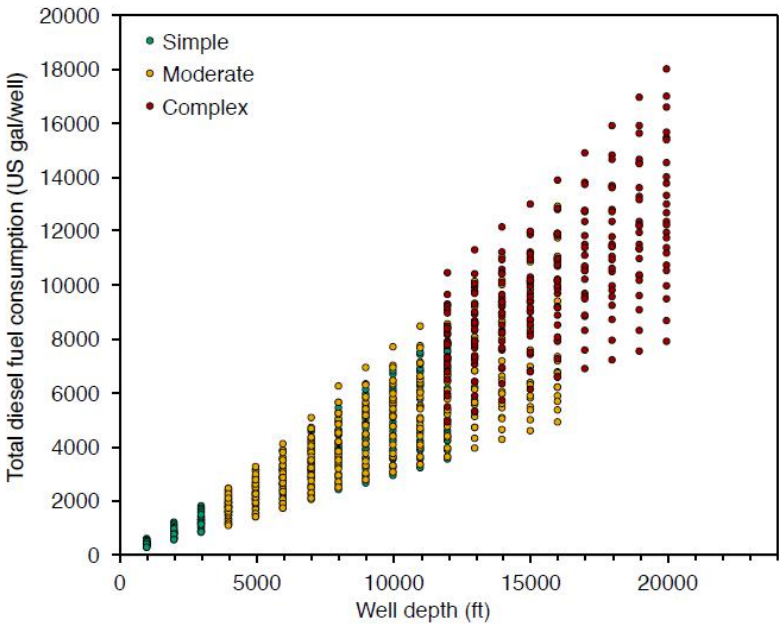


Figura 6 – Resultados do GHGfrack para o consumo de combustível por complexidade do poço (El-Houjeiri et. al, 2017).

Assim, com este fator calculado e com alguns parâmetros coletados na literatura foi possível chegar a Equação 6, onde, ei_D é a intensidade energética de perfuração por unidade de energia [MMBTU/MMBTU], F_D é volume de diesel usado [gal], N_w é o número de poços total (produção e injeção), LHV_{di} é o poder calorífico inferior do diesel [MMBTU/bbl], $Q_{o,tot}$ é a produção de óleo acumulada por poço durante sua vida útil [bbl] e LHV_o é poder calorífico inferior do óleo bruto [MMBTU/bbl] (EL-HOUJEIRI *et. al*, 2017).

$$ei_D = \frac{F_D \times N_w \times LHV_{di}}{Q_{o,tot} \times LHV_o} \quad (6)$$

2.3 PRODUÇÃO

A fase de produção corresponde a um conjunto de operações coordenadas de extração de petróleo e gás natural de um reservatório. Esta fase corresponde a etapa mais longa da vida útil de um campo. Em alguns casos, porém, a fase de desenvolvimento e de produção coexistem (ANP, 2020b). Assim como a definição da ANP (2020b), para o âmbito deste trabalho, é considerado produção a partir do primeiro óleo, com toda estrutura já estabelecida como a plataforma, o *subsea* e a infraestrutura de escoamento e transporte de óleo e gás. Em relação a demanda energética desta fase, é necessário trabalho para elevação de fluidos produzidos e para a injeção de fluidos nos reservatórios, como água, gás natural e CO₂. Entre as tecnologias de elevação destacam-se a elevação artificial por bombas de fundo de poço, *downhole pump*, e por *gas lift* e os métodos de recuperação de óleo aprimorada – EOR, como injeção de água, gás natural e CO₂ (EL-HOUJEIRI *et. al*, 2017).

2.3.1 Elevação Artificial

A bomba de fundo de poço é usada para aumentar a pressão do poço a fim de superar as perdas de pressão ao longo do caminho até a superfície (TAKACS, 2015). Estas perdas acontecem por dois fatores: direção de escoamento do óleo e gás contra gravidade e perdas por fricção (EL-HOUJEIRI, 2017). Já a tecnologia de *gas-lift*, representada na Figura 7, aumenta a produção de óleo, injetando gás comprimido em seções do tubo de extração de óleo. Quando o gás entra no tubo de extração, ele promove aumento da vazão de óleo e água por reduzir a densidade da coluna de óleo em 50% ou mais permitindo que a pressão do reservatório consiga manter o óleo e água escoando até a superfície (GUO; LIU; TAN, 2017).

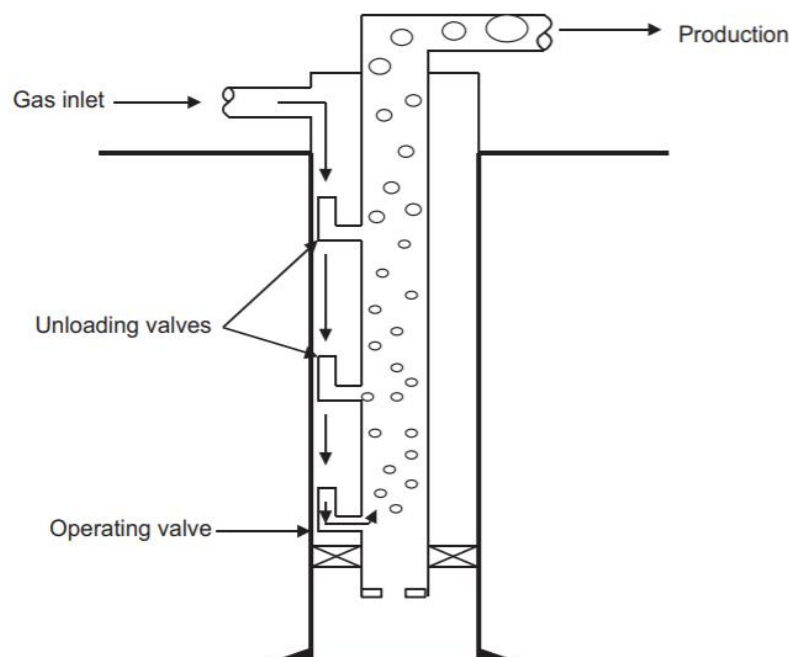


Figura 7 – Configuração de uma operação de *gas-lift* típica (GUO; LIU; TAN, 2017).

A pressão necessária para estas técnicas de elevação artificial é igual a pressão de descarga da bomba e a potência necessária para gerar esta pressão de descarga depende da vazão de produção do óleo e a eficiência da bomba. Ainda, a energia requerida para mover a bomba é calculada com base nos requisitos conforme a Equação 7, onde HP é a potência [hp], Q_d é a razão de descarga da bomba [bbl/d], Δp é a pressão de bombeamento [psi] e η_P é a eficiência da bomba [%]. (EL-HOUJEIRI *et. al*, 2017).

$$HP = \frac{1,705 \times 10^{-5} \times Q_d \times \Delta p}{\eta_P} \quad (7)$$

2.3.2 EOR

A recuperação de óleo aprimorada, *enhanced oil recovery* – EOR, é um método, também conhecido como recuperação terciária, que usa sofisticadas técnicas que alteram as propriedades originais do óleo. Este método pode ser empregado a qualquer momento durante a fase produtiva de um reservatório. Sua função não é apenas o aumento de pressão, mas

também para aumentar a facilidade de deslocamento de óleo ou fluxo de fluido no reservatório. (SCHLUMBERGER, 2020). Entre os tipos de EOR, existe o método de injeção alternada de água e gás (WAG) e a injeção de CO₂ miscível.

O WAG é um processo cujo objetivo é melhorar a injeção de gás, reduzindo a mobilidade de gás e, assim, aumentando a eficiência de varrido do reservatório (MOUSAVIFAR *et. al*, 2014). Já o método miscível eleva a eficiência de deslocamento do óleo, por meio da diminuição da tensão interfacial e da saturação residual (ROSA; MACHADO, 2017; MOUSAVIFAR *et. al*, 2012). Ademais, são parâmetros, para o cálculo da energia requerida na injeção de água e gás baseada nas técnicas de recuperação de óleo aprimorada, o volume de injeção e a pressão de descarga. (EL-HOUJEIRI *et. al*, 2017).

2.4 PROCESSAMENTO

Uma planta de processos de óleo e gás *offshore* é projetada para separar e tratar as três fases do petróleo (óleo, gás e água). Além destes sistemas de tratamento e separação, a plataforma possui diversos outros sistemas e redes de apoio, como alívio, drenagem, ar comprimido, diesel, resfriamento, aquecimento, entre outros. No contexto de produção marítimo, os equipamentos são projetados de forma a maximizar a economia de espaço, minimizando o peso do *topside* da plataforma (VAZ, 2009). Na Figura 8 é apresentado um fluxograma simples do processamento de petróleo em uma unidade de produção.

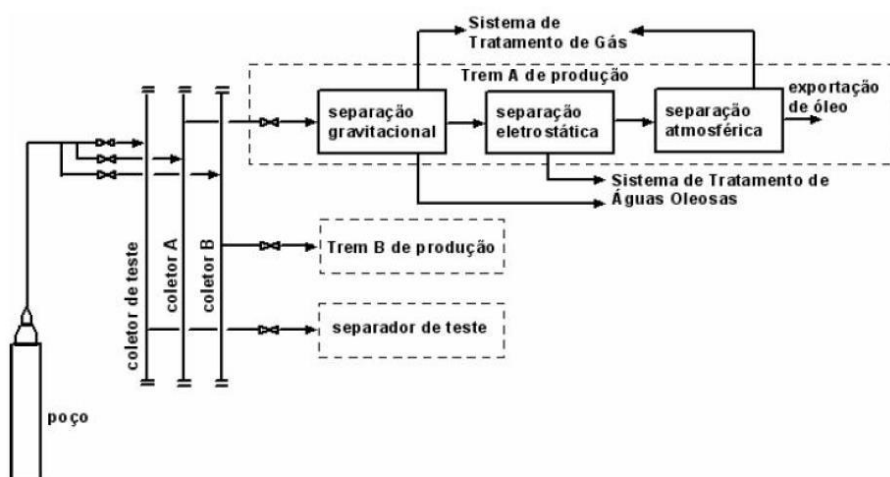


Figura 8 - Fluxograma simplificado do processamento de fluidos numa unidade de produção (VAZ, 2009).

2.4.1 Desidratação do óleo

A água deve ser separada do óleo, devido a sua tendência de formação de emulsões com viscosidades superiores à do petróleo desidratado, além de possuir elevada concentração de sais em sua composição. A remoção da mesma impede o superdimensionamento de sistemas de transferência e bombeio, pois é evitado a ocorrência de volume morto no transporte e tancagem do petróleo e a corrosão dos equipamentos de produção, transporte e refino (VAZ, 2009).

Neste sentido, a remoção de água do óleo bruto pode ser obtida pelo uso de técnicas passivas, como gravitacionais e eletrostáticas, que não requerem calor para operação. Assim, estes processos não utilizam combustível diretamente e, portanto, não contribuem para o consumo energético da planta de processos. Por outro lado, dependendo das propriedades do óleo, as técnicas gravitacionais podem não ser suficientes para se chegar à porcentagem de água no óleo ideal para o transporte e entrada nas refinarias. Por isso, nestes casos, o uso de um aquecedor se faz necessário para a melhor separação do óleo da água (EL-HOUJEIRI *et. al*, 2017).

Segundo El-Houjeiri *et. al* (2017), a energia demandada deste processo térmico, ΔH_{CD} [MMBTU/d], pode ser obtida pela Equação 8, que é dependente da diferença de temperaturas da entrada e saída do equipamento, ΔT_{CD} [°F], a produção de óleo, Q_o [bbl/d], o calor específico do óleo, Cp_o [BTU/bbl°F], a vazão de água aquecida, $Q_{w,heat}$ [bbl/d], o calor específico da água, Cp_w [BTU/bbl°F] e a fração de calor perdida, ϵ_{CD} .

$$\Delta H_{CD} = \Delta T_{CD}(Q_o Cp_o + Q_{w,heat} Cp_w)(1 + \epsilon_{CD}) \left(\frac{1}{10^6} \right) \quad (8)$$

2.4.2 Estabilização do óleo

A recuperação adicional de gases dissolvidos no óleo, como metano e etano, juntamente com H_2S , mercaptanas e outros componentes de enxofre torna o óleo condensado seguro e facilita seu manuseio para estocagem e transporte (MOKHATAB; POE, 2012; VAZ, 2009).

Este processo de concentração dos componentes intermediários (C_3 , C_4 e C_5) e pesados (+ C_6) no óleo condensado é chamado de estabilização. Nele, as pressões de vapor dos líquidos condensados são reduzidas de forma que a fase de vapor não seja produzida por

fenômeno de flash quando o óleo chega nos tanques de estocagem a pressão ambiente (MOKHATAB; POE, 2012). Na Figura 9, é apresentado um processo típico de estabilização. Após esse tratamento nos FPSOs, o óleo é armazenado em tanques, antes de ser transferido para o navio petroleiro para transporte (VAZ, 2009).

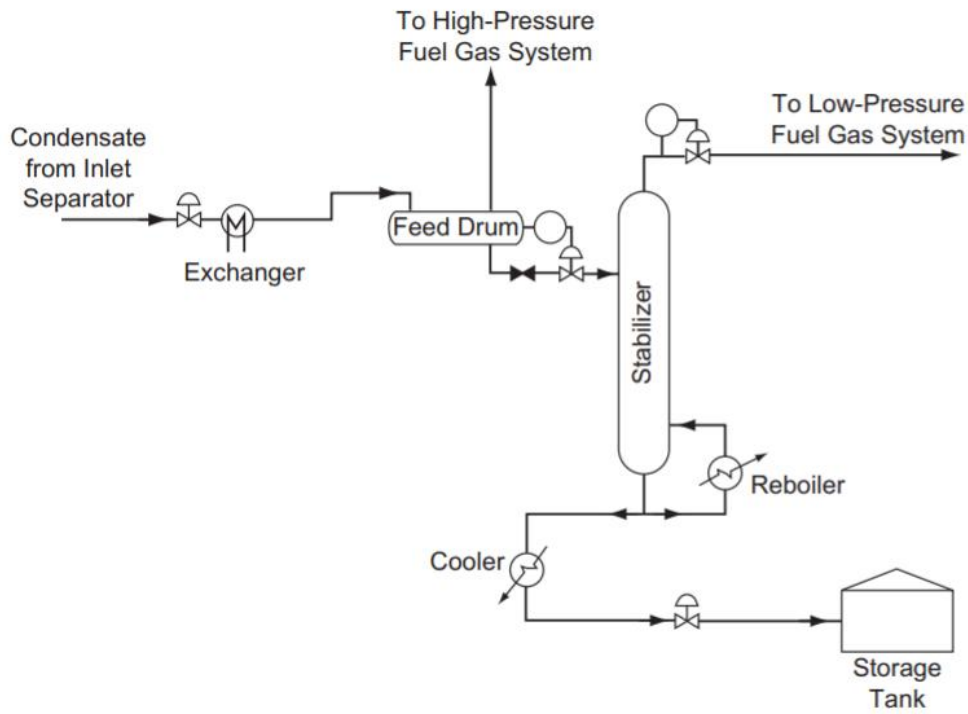


Figura 9 - Esquema de um processo de estabilização (MOKHATAB; POE, 2012).

Ademais, segundo El-Houjeiri *et. al* (2017), a demanda de energia para um processo de estabilização usando uma coluna de alta pressão (100 psi), que requer maiores temperaturas para o *reboiler* comparado a uma coluna de baixa pressão, está representada na Equação 9, onde ΔH_S é a demanda energética [MMBTU/d], ΔT_S é a diferença de temperatura entre as correntes do *reboiler* e de alimentação [°F] e ϵ_{CD} é fração de calor perdida.

$$\Delta H_S = \Delta T_S Q_o C p_o (1 + \epsilon_S) \left(\frac{1}{10^6} \right) \quad (9)$$

2.4.3 Tratamento de Gás Natural

Após a separação de fases, o gás associado é processado em uma determinada sequência de etapas (EL-HOUJEIRI *et. al*, 2017). Este processamento consiste na

compressão, remoção de contaminantes, como H₂S, Hg e CO₂, e desidratação para uso do gás como combustível e eletricidade na plataforma e para injeção como *gas lift* nos poços produtores. Nesse sentido, o gás usado como combustível é aplicado, em geral, para o acionamento dos turbogeradores para a geração de energia elétrica e/ou dos turbocompressores da plataforma. Ainda, o excesso pode ser queimado no *flare* ou exportado à costa através de gasodutos (VAZ, 2009).

A Tabela 2 e Figura 10 trazem as rotas propostas por El-Houjeiri *et. al* (2017) para o software OPGEE.

Tabela 2 -Rotas para o tratamento de gás associado (EL-HOUJEIRI et. al, 2017).

Path #	Path Description	Path Components
1	None	None
2	Minimal	Glycol dehydrator
3	Acid gas	Glycol dehydrator + amine process
4	Wet gas	Glycol dehydrator + demethanizer
5	Acid wet gas	Glycol dehydrator + amine process + demethanizer
6	Dry acid gas reinjection	
7	CO ₂ EOR: Membrane/amine	Glycol dehydrator + compressor + membrane + amine process + demethanizer
8	CO ₂ EOR: Ryan-Holmes	Dehydrator + Ryan-Holmes process + demethanizer

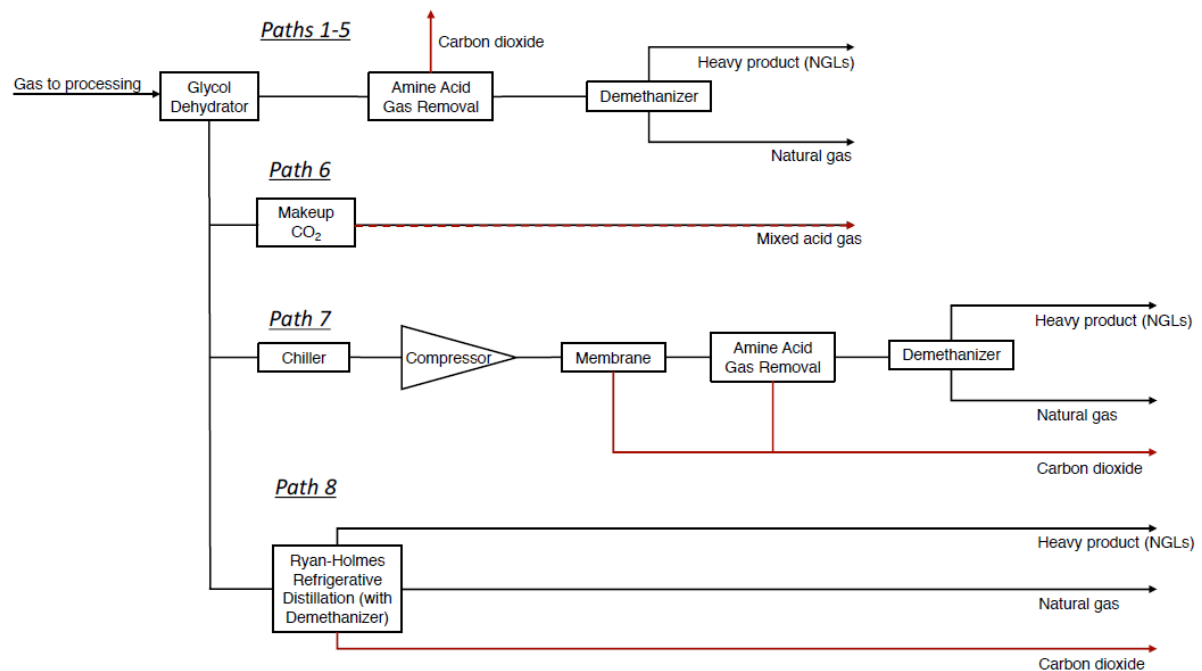


Figura 10 - Fluxograma das rotas de tratamento de gás (EL-HOUJEIRI et. al, 2017).

2.4.3.1 Desidratação do Gás Natural

O gás natural, comumente, deve sofrer desidratação para se evitar problemas como a condensação e a formação de hidratos que podem afetar o processamento do gás e seu transporte e distribuição (MANNING; THOMPSON, 1991). Dessa forma, na presença de água, estes hidratos, de estrutura sólida, são formados devido às altas pressões e baixas temperaturas encontradas no escoamento por gasodutos no mar, podendo gerar entupimento dos dutos de gás, como observado na Figura 11.



Figura 11 – Formação de hidratos em gasoduto no campo de Namorado (BARBOSA; OLIVEIRA, 2015).

Neste sentido, um método comum é a lavagem com o dessecante trietileno glicol (TEG), *glycol dehydrator* da Figura 10, que absorve a água contida no gás. A água rica em TEG produzida é regenerada usando energia elétrica (PETROBRAS, 2005). Este sistema de tratamento simples, envolvendo apenas uma desidratação, pode ser aplicado em campos com baixa concentração de CO₂, como a plataforma P-34 no campo de Barracuda, fora do polígono do Pré-Sal (PETROBRAS, 2005).

A demanda energética gerada pela regeneração do TEG pode ser calculada pela Equação 10 (MANNING; THOMPSON, 1991; EL-HOUJEIRI et. al, 2017), onde ΔH_{GD} é o

calor específico do *reboiler* [MMBTU/lb H₂O], q_{TEG} é a taxa de circulação do TEG [gal TEG/lb H₂O].

$$\Delta H_{GD} = 900 + 966q_{TEG} \left(\frac{1}{10^6} \right) \quad (10)$$

2.4.3.2 Remoção de Gás Ácido

O gás associado ao óleo pode conter teores de H₂S e CO₂, que aumentam sua acidez. Por isso, a remoção de gás ácido, *acid gas removal* (AGR) ou *gas sweetening*, deve ser realizada. Um destes processos de adoçamento se dá com o uso de aminas (MEA, DEA ou MDEA) que promovem a remoção de compostos de enxofre e CO₂. A demanda energética deste sistema provém, principalmente, do *reboiler* de amina, para sua regeneração (EL-HOUJEIRI et. al, 2017). Entretanto, usualmente, este tipo de processo não ocorre em plataformas *offshore*, se situando nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) (FREITAS; OLIVEIRA; SANTOS, 2016).

2.4.3.3 Remoção de CO₂

Um dos maiores desafios das atividades E&P é a presença de gases corrosivos, como CO₂ e H₂S, nos reservatórios. A depender da concentração, estes gases podem apresentar risco a segurança de trabalhadores, danificar os equipamentos ou tornar o projeto de extração economicamente inviável (GAMBOA et. al, 2019; MÜLLER, 2006).

O Pré-Sal brasileiro tem por característica a presença de CO₂ de diferentes concentrações, dependendo das características do reservatório. Pode acontecer, às vezes, do conteúdo de CO₂ no mesmo reservatório mudar conforme a posição de extração. Por exemplo, em Tupi, a porcentagem de dióxido de carbono no gás produzido varia de 8% a 25%. Já na acumulação de Iracema, que também faz parte do campo de Tupi, a concentração de CO₂ é menor do que 1% (ANP, 2020a).

Neste contexto, a extração de petróleo de reservatórios com grande volume de gás associado à presença de CO₂ é um desafio no segmento de E&P. Para o óleo ser produzido, grande vazão de gás rico em CO₂ deve ser processada, separada e o dióxido de carbono deve ter a destinação adequada. Ainda, este gás ao ser queimado no *flare* favorece o aumento da

concentração de gases de efeito estufa na atmosfera. Portanto, faz-se necessário a separação do CO₂ do gás e sua reinjeção (ARAÚJO *et. al*, 2016).

Dentre as técnicas de separação de CO₂, podem ser citadas a absorção química (CA) com aminas, a permeação de membranas (MP) e a absorção física (PA) com solventes oxigenados. Sobre este aspecto da produção, Araújo *et. al* (2016) mapearam o consumo de energia para MP, PA e CA, chegando a valores 49 MW, 56 MW e 33 MW, respectivamente, para uma concentração de 30% de CO₂ no gás natural. Na Figura 12 são apresentados estes resultados, somado a combinações dos processos e diferentes concentração de CO₂ (10%, 30% e 50%).

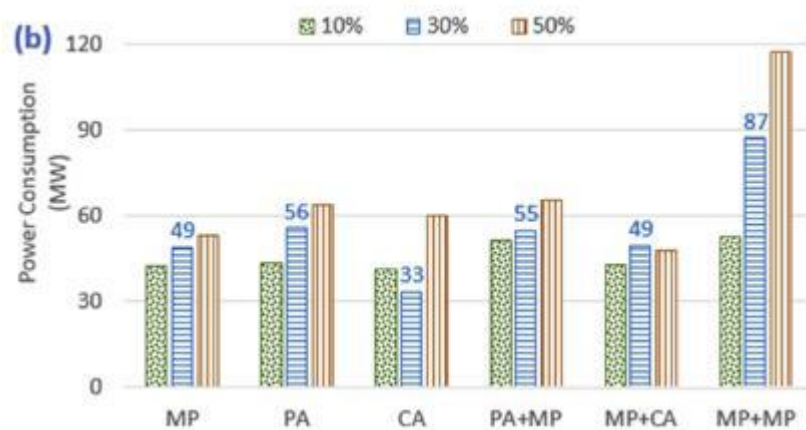


Figura 12 - Consumo energético por tecnologia de separação, para diferentes cargas de CO₂ no gás (ARAÚJO *et. al*, 2016).

Especificamente para o tratamento com membranas, como a principal força motriz para o processo é a diferença de pressão parcial transmembrana, este processo demanda elevados conteúdo energético para seu funcionamento (BEGGEL *et. al*, 2010). Neste contexto, El-Houjeiri *et. al* (2017) propuseram em seu caminho número 7, de acordo com a Figura 10, o uso de membranas para a separação do CO₂.

Ainda, para preservação da funcionalidade da membrana, a corrente gasosa é, primeiramente, resfriada através de um *chiller*. O gasto energético pode ser caracterizado pela Equação 12, onde E_c é o consumo elétrico do *chiller* [kWh/d], Q_c a vazão mássica da alimentação do *chiller* [MMkg/d], T_1 a temperatura de entrada e T_o a temperatura de saída. (EL-HOUJEIRI *et. al*, 2017).

$$E_c = 3,44 \left(\frac{Q_c}{6,11} \right) + \left(\frac{T_I - T_o}{56} \right) \quad (11)$$

Já o custo energético para a operação dos compressores da membrana, pode ser obtido pela Equação 12, onde BHP_c é o consumo de energia de bomba, *brake horse-power*, [hp], W_N é o trabalho adiabático de compressão, Q_d é a taxa de descarga do compressor, η_c é a eficiência de compressão e S o número de estágios de compressão (EL-HOUJEIRI et. al, 2017).

$$BHP_c = \sum_{N=1}^S \frac{W_N Q_d}{\eta_c} \quad (12)$$

2.4.3.4 Desmetanizador

O desmetanizador divide a corrente final em gás natural para exportação através de gasodutos e líquidos de gás natural (LGN). Este processo requer o uso de sistemas de refrigeração e compressores, que demandam altas taxas energéticas (EL-HOUJEIRI et. al, 2017). Ademais, este LGN formado pode ser estocado e exportado. Porém, segundo dados ANP (2019a), majoritariamente, o Brasil não produz em suas plataformas *offshore* LGN, sendo as refinarias, assim como no caso do adoçamento do gás, as responsáveis por esta etapa.

2.5 TRANSPORTE

2.5.1 Transporte de Óleo

O transporte de óleo dos campos *offshore* pode ser realizado por navios petroleiros, que podem utilizar combustível residual, ou por meio de oleodutos, operados por meio de eletricidade. Para o cálculo da energia total consumida, pode-se utilizar a Equação 13, onde λ_j é a fração de óleo transportada no modal j , D_j a distância do transporte de óleo o modal j [mi] e UE_j a energia específica de transporte por modal [BTU/MMBTU-mi] (EL-HOUJEIRI et. al, 2017).

$$E_{TR} = \sum_j \lambda_j D_j U E_j \quad (13)$$

2.5.1 Transporte de Gás Natural

O Pré-Sal possui dois grandes gasodutos em funcionamento: o Rota 1 (entre a Bacia de Santos e Caraguatatuba/SP) e o Rota 2 (entre a Bacia de Santos e Cabiúnas/RJ), cujas capacidades de escoamento são de, respectivamente, 10 milhões de m³/dia e 16 milhões de m³/dia. Com a Rota 3, com previsão de finalização para 2021, conectando a Bacia de Santos ao Comperj, em Itaboraí (RJ), serão adicionados mais 18 milhões de m³/dia de capacidade (ANP, 2020a). O mapa com as rotas descritas está apresentado na Figura 13.

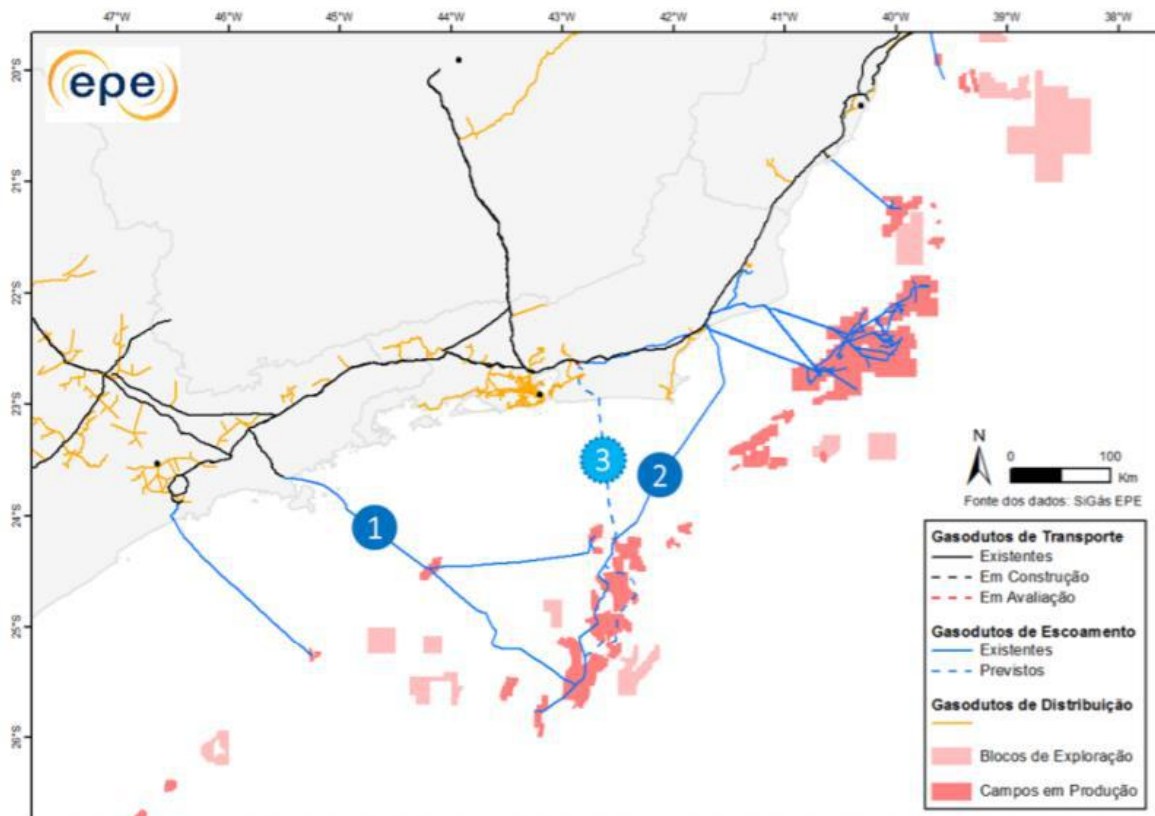


Figura 13 - Gasodutos de escoamento; Rotas 1, 2 e 3 (ANP, 2020a).

Já, em relação à demanda energética de transporte de gás natural, vale ressaltar que as tecnologias de propulsão nos gasodutos podem ser divididas em turbinas (GT) e motores recíprocos. (EL-HOUJEIRI et. al, 2017).

2.6 OPGEE

O Oil Production Greenhouse Gas Emissions Estimator (OPGEE) é uma ferramenta de engenharia de estudo de ciclo de vida que estima as emissões de gases do efeito estufa da produção, processamento e transporte de óleo cru. As fronteiras do sistema de análise do programa vão desde a exploração inicial até a entrada da refinaria (EL-HOUJEIRI et. al, 2017). A divulgação desta ferramenta gratuita teve início em 2012 e, desde então, conta com 11 versões, buscando sua constante atualização e a ampliação de escopo. Todas as versões estão disponíveis no site do Environmental Assessment & Optimization Group da Universidade de Stanford (STANFORD, 2018).

Especificamente, o OPGEE é uma complexa planilha do Microsoft Excel (.xls). Os parâmetros de interesses são inseridos por campo na ferramenta, através da aba “Inputs” e através do botão de macro “Run Assessment” são realizados os cálculos e os resultados são gerados na aba “Results”. Ainda, apesar do objetivo principal seja a estimação das emissões dos gases de efeito estufa, a ferramenta proporciona os cálculos de energia consumida no processo e a energia exportada em forma de produto (óleo, gás, eletricidade e NGL). Neste sentido, a aba “Energy Consumption” é fundamental na análise de EROI.

Destarte, neste trabalho procura-se combinar o uso da versão mais atualizada desta ferramenta de análise, através de seu manual (EL-HOUJEIRI et. al, 2017), com a metodologia do artigo de Brandt et. al (2015), para os cálculos de EROI dos campos *offshore* brasileiros.

3. METODOLOGIA

3.1 LEVANTAMENTO DE DADOS E PREMISSAS

Como mencionado na seção anterior, para a simulação no OPGGE, é necessário a inclusão de *inputs*. Ao total, na versão mais atual da ferramenta, OPGEE model v2.0, que é utilizada neste trabalho, são 51 parâmetros que devem ser incluídos, quando os dados estiverem disponíveis (STANFORD, 2018). Em alguns casos, existem correlações padrão que preenchem lacunas de dados. Por exemplo, a razão de água produzida sobre o óleo produzido, *water-oil-ratio* (WOR), pode ser estimada através dos dados literatura embutidos no programa, conhecendo a idade do campo. Também, existem algumas entradas *default*, quando alguns *inputs* não são especificados, como o *land use impacts*.

Ainda, procurou-se mapear todos os campos *offshore* brasileiros com produção ativa em 2019, com dados referentes a este mesmo ano (ANP, 2019a). O ano de 2019 foi escolhido, pois todos os dados, à luz do período que foi desenvolvido o trabalho, estavam consolidados, permitindo uma análise completa dos EROIs em um ano corrente. Além disso, o ano de 2020 tornou-se atípico para comparação entre os diferentes campos, pois contou com diversas interrupções da produção nas plataformas devido à Covid-19. Ao final, foram mapeados 62 campos marítimos, conforme a Tabela 3. Como exceções a campos produtores de 2019, não foram analisados Sudoeste de Sapinhoá, Noroeste de Sapinhoá, Nordeste de Sapinhoá e Anc_Tupi, por falta de dados, como informações de seus poços, por exemplo (ANP, 2019b). Todos estes 4 campos não analisados são adjacentes a campos de grande expressão do Pré-Sal e é provável que os dados de poços destes estejam agregados com os dados de Sapinhoá e Tupi.

Tabela 3 - Campos *offshore* brasileiros, em ordem decrescente de produção de óleo em 2019.

Campo	Produção de Óleo 2019 (b)	Estado	Bacia	Operador
Tupi	345.216.500	RJ	Santos	Petrobras
Búzios	91.967.389	RJ	Santos	Petrobras
Sapinhoá	86.056.060	SP	Santos	Petrobras
Jubarte	74.870.956	ES	Campos	Petrobras
Roncador	58.784.011	RJ	Campos	Petrobras
Marlim Sul	49.205.288	RJ	Campos	Petrobras
Tartaruga Verde	34.469.758	RJ	Campos	Petrobras
Marlim	27.335.616	RJ	Campos	Petrobras
Peregrino	22.318.002	RJ	Campos	Equinor Brasil
Marlim Leste	20.096.203	RJ	Campos	Petrobras
Sul De Tupi	16.557.068	RJ	Santos	Petrobras
Barracuda	15.617.834	RJ	Campos	Petrobras
Mero	13.115.191	RJ	Santos	Petrobras
Argonauta	9.932.715	ES	Campos	Shell Brasil
Lapa	9.249.509	SP	Santos	Total E&P do Brasil
Albacora	8.454.369	RJ	Campos	Petrobras
Albacora Leste	7.009.770	RJ	Campos	Petrobras
Baúna	6.937.819	SP	Santos	Petrobras
Frade	6.924.946	RJ	Campos	Petro Rio Jaguar
Atlanta	6.921.524	RJ	Santos	Enauta Energia
Papa-Terra	6.065.509	RJ	Campos	Petrobras
Caratinga	3.618.988	RJ	Campos	Petrobras
Golfinho	3.461.564	ES	Espírito Santo	Petrobras
Marimbá	3.376.007	RJ	Campos	Trident Energy
Ostra	3.248.998	ES	Campos	Shell Brasil
Polvo	3.067.036	RJ	Campos	Petro Rio O&G
Pampo	2.271.221	RJ	Campos	Trident Energy
Uruguá	2.143.123	RJ	Santos	Petrobras
Tubarão Martelo	2.119.004	RJ	Campos	Petro Rio O&G
Cherne	1.975.638	RJ	Campos	Petrobras
Bijupirá	1.738.931	RJ	Campos	Shell Brasil
Berbigão	1.723.343	RJ	Santos	Petrobras
Namorado	1.683.428	RJ	Campos	Petrobras
Bonito	1.287.387	RJ	Campos	Trident Energy
Baleia Anã	1.205.179	ES	Campos	Petrobras
Garoupa	1.117.749	RJ	Campos	Petrobras
Piranema	908.276	SE	Sergipe	Petrobras
Enchova	899.687	RJ	Campos	Trident Energy
Salema	724.357	RJ	Campos	Shell Brasil
Enchova Oeste	712.271	RJ	Campos	Trident Energy

Tabela 3 - Campos *offshore* brasileiros, em ordem decrescente de produção de óleo em 2019 - Continuação.

Campo	Produção de Óleo 2019 (b)	Estado	Bacia	Operador
Ubarana	605.007	RN	Potiguar	Petrobras
Serra	556.027	RN	Potiguar	SPE 3R Petroleum
Voador	497.010	RJ	Campos	Petrobras
Xaréu	457.598	CE	Ceará	Petrobras
Espada	434.099	CE	Ceará	Petrobras
Curimã	382.696	CE	Ceará	Petrobras
Pargo	368.837	RJ	Campos	Perenco Brasil
Vermelho	349.636	RJ	Campos	Perenco Brasil
Atum	264.608	CE	Ceará	Petrobras
Tambuata	238.087	RJ	Santos	Petrobras
Aratum	203.281	RN	Potiguar	SPE 3R Petroleum
Guaricema	135.312	SE	Sergipe	Petrobras
Camorim	123.999	SE	Sergipe	Petrobras
Tartaruga	113.382	SE	Sergipe	Maha Energy
Agulha	75.627	RN	Potiguar	Petrobras
Cioba	56.227	RN	Potiguar	Petrobras
Bagre	27.871	RJ	Campos	Petrobras
Pescada	27.490	RN	Potiguar	Petrobras
Oeste De Ubarana	13.200	RN	Potiguar	Petrobras
Abalone	9.200	ES	Campos	Shell Brasil
Dom João Mar	7.776	BA	Recôncavo	Petrobras
Linguado	3.716	RJ	Campos	Trident Energy

Além disso, os *inputs* destes campos foram levantados em sua maioria pelos dados abertos da ANP, através da consulta de produção mensal de hidrocarbonetos [1] (ANP, 2019a), tabela de poços [2] (ANP, 2019b), planos de desenvolvimento por campo [3] (ANP, 2021b) e lista de gasodutos [4] (ANP, 2021c). O teor de CO₂ nos reservatórios do Pré-Sal foi encontrado no Brazilian Oil & Gas Report 2018/2019 da EPE [5] (2019). Dados de pressão de reservatório foram determinados pelo trabalho de Matias *et. al* [6] (2015) e um projeto de construção de plataforma foi utilizado como referência para determinar algumas práticas de produção [7] (DORIS ENGENHARIA, 2011).

Nas Tabelas 4 a 9, são listados todos os inputs, com suas descrições e fontes. As variáveis foram mantidas em inglês para não se perder nenhum significado na tradução, já que a indústria de O&G, habitualmente, utiliza estes termos em sua língua original.

Tabela 4 - Métodos de Produção.

Entrada	Unidade	Descrição	Fonte
1.1.1 Downhole pump	NA	Foi considerado que todos os campos possuem sistema de bomba de fundo de poço	[7]
1.1.2 Water reinjection	NA	Aplicável quando o volume reinjetado de água é menor que o volume de água produzida	[1]
1.1.3 Natural gas reinjection	NA	Aplicável quando não existe reinjeção de CO ₂ e o volume de gás reinjetado é menor que o volume de gás disponível	[1]
1.1.4 Water flooding	NA	Aplicável quando o volume reinjetado de água é maior que o volume de água produzida	[1]
1.1.5 Gas lifting	NA	Aplicável quando existe circulação de <i>gas lift</i>	[1]
1.1.6 Gas flooding	NA	Aplicável quando existe reinjeção de CO ₂ ou o volume de gás reinjetado é maior que o volume de gás disponível	[1]
1.1.7 Steam flooding	NA	Aplicável quando existe injeção de vapor d'água	[1]
1.1.8 Oil sands mine (integrated with upgrader)	NA	Desconsiderado (areias betuminosas)	-
1.1.9 Oil sands mine (non-integrated with upgrader)	NA	Desconsiderado (areias betuminosas)	-

Para os métodos de produção, Tabela 4, todas entradas são booleanas, ou seja, valor 1 quando aplicável e valor 0 quando não aplicável. Além disso, foi generalizado, através do projeto de uma plataforma replicante de Tupi (DORIS ENGENHARIA, 2011), que, em todos os campos, é utilizada a técnica de *downhole pump*. Vale destacar que, conforme restrição imposta pelo OPGGE (EL-HOUJEIRI et. al, 2017), não há possibilidade de sistemas simultâneos de *reinjection* e de *flooding* da mesma substância. Por fim, em nenhum campo foi encontrado dados sobre *steam flooding* e os parâmetros relativos a areias betuminosas, característicos de outros países, foram desconsiderados.

Tabela 5 – Propriedades do campo.

Entrada	Unidade	Descrição	Fonte
1.2.1 Field location (Country)	NA	Brasil	-
1.2.2 Field name	NA	62 campos <i>offshore</i> , com produção ativa em 2019	[1]
1.2.3 Field age	yr.	Diferença entre 31/12/2019 e a data de início da produção	[1]
1.2.4 Field depth	ft	Média das profundidades da atividade perfuratória no campo (lâmina d'água mais perfuração do subsolo marinho, até a chegada ao reservatório)	[2]
1.2.5 Oil production volume	bbl/d	-	[1]
1.2.6 Number of producing wells	[-]	-	[2]
1.2.7 Number of water injecting wells	[-]	-	[2]
1.2.8 Production tubing diameter	in	Dado não disponível	-
1.2.9 Productivity index	bbl/psi-d	Dado não disponível	-
1.2.10 Reservoir pressure	psi	As pressões dos campos mais profundos foram extraídas do gráfico presente na fonte. Para campos fora da bacia de Santos e Campos ou com profundidade menor, foi utilizada uma regressão linear com os dados para a bacia de Campos	[6]
1.2.11 Reservoir temperature	°F	Dado não disponível	-
1.2.12 Offshore?	[0-1]	Todos campos offshore (=1)	-

Dentre as propriedades do campo, na Tabela 5, o *production tubing diameter*, o *productivity index*, que mede a facilidade dos poços produzirem hidrocarbonetos economicamente viáveis, e a *reservoir temperature* não foram encontrados na literatura e, portanto, valores ajustados por macro foram utilizados pelo OPGGE no momento da simulação. Todos estes valores ajustados encontram-se em destaque no Anexo 1, junto aos demais parâmetros por campo. A opção *offshore* foi marcada como aplicável a todos os campos, devido ao escopo do trabalho. Ainda, foi considerado comportamento análogo, em relação a pressão e profundidade, para todos os campos, baseando-se no gráfico de Matias *et. al* (2015), Figura 14, que analisava alguns campos das bacias de Campos e Santos.

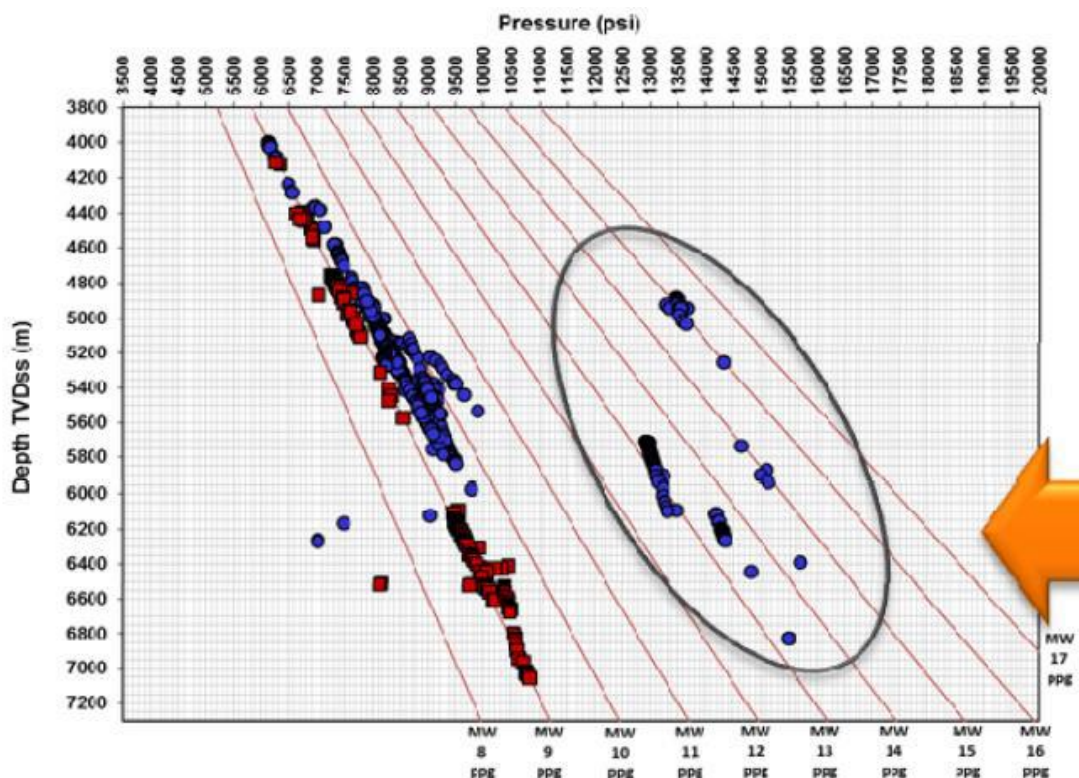


Figura 14 - Dados de pressão de reservatório de Campos (azul) e Santos (vermelho) (MATIAS *et. al*, 2015).

Na Figura 14, foi considerada apenas a reta coincidente aos dados, majoritariamente de Campos: a reta MW8, com extremidades 5.800 e 11.200 psi e 3.800 e 7.300 m e, então, foi obtido um coeficiente angular de 0,65 m/psi e coeficiente linear de 40,74 m para esta reta que foram utilizados para estimar as pressões de reservatório de campos mais rasos e fora das bacias de Campos e Santos, a partir de sua profundidade.

Tabela 6 – Propriedades dos fluidos.

Entrada		Unidade	Descrição	Fonte
1.3.1	API gravity	deg. API	-	[1]
1.3.2	Gas composition	N ₂	mol%	Dado não disponível
		CO ₂	mol%	Para bacias diferentes de Campos e Santos, foi considerado dado não disponível
		C ₁	mol%	Dado não disponível
		C ₂	mol%	Dado não disponível
		C ₃	mol%	Dado não disponível
		C ₄₊	mol%	Dado não disponível
		H ₂ S	mol%	Dado não disponível

Na Tabela 6, foi considerada a % CO₂ do gás como igual a % CO₂ no reservatório. Este último parâmetro foi mapeado, para as bacias de Campos e Santos pela EPE (2019), conforme a Figura 15. Para todas as outras bacias e outros componentes do gás (N₂, C₁, C₂, C₃, C₄₊ e H₂S), o OPGEE ajustou os dados incompletos (Anexo 1).

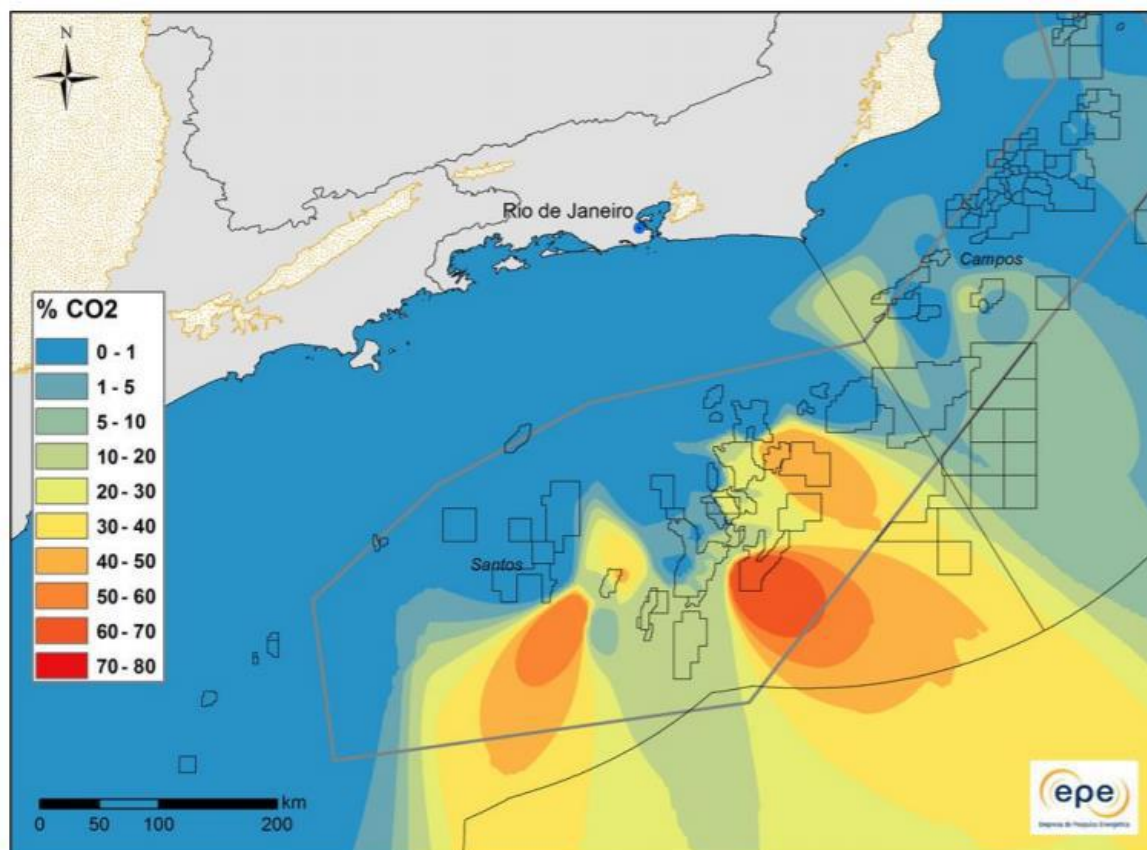


Figura 15 – Concentração de CO₂ nos reservatórios as bacias de Campos e Santos (EPE, 2019).

Tabela 7 – Práticas de produção.

Entrada		Unidade	Descrição	Fonte
1.4.1	Gas-to-oil ratio (GOR)	scf/bbl oil	Gás produzido sobre óleo produzido	[1]
1.4.2	Water-to-oil ratio (WOR)	bbl water/bbl oil	Água produzida sobre óleo produzido	[1]
1.4.3	Water injection ratio	bbl water/bbl oil	Água injetada sobre óleo produzido	[1]
1.4.4	Gas lifting injection ratio	scf/bbl liquid	Gás injetado por gas lift sobre soma da produção de óleo e água	[1]
1.4.5	Gas flooding injection ratio	scf/bbl oil	Gás injetado, na forma de <i>flooding</i> , sobre óleo produzido	[1]
1.4.6	Flood gas	1= Natural gas	Se existir <i>gas flooding</i> e injeção de CO ₂ , 3. Se existir apenas <i>gas flooding</i> , 1. Se não, vazio.	[1]
		2= Nitrogen (N ₂)		
		3= Carbon Dioxide (CO ₂)		
1.4.7.1	Percentage of newly acquired CO ₂ (total injected CO ₂ includes both new and recycled)	%	Dado não disponível	-
1.4.7.2	Source of CO ₂	1 = Natural subsurface reservoir	Foi considerado apenas o CO ₂ proveniente dos reservatórios (=1)	-
		2 = Anthropogenic		
1.4.7.3	Percentage of sequestration credit assigned to the oilfield	%	Não foi considerado qualquer tipo de crédito de carbono	-
1.4.8	Steam-to-oil ratio (SOR)	bbl steam/bbl oil	Vapor d'água injetado (<i>steam flooding</i>) sobre óleo produzido	[1]
1.4.9	Fraction of required electricity generated onsite	[-]	Toda eletricidade é gerada <i>onsite</i> (=1)	-
1.4.10	Fraction of remaining natural gas reinjected	[-]	Gás injetado sobre gás produzido	[1]
1.4.11	Fraction of produced water reinjected	[-]	Água injetada sobre água produzida	[1]
1.4.12	Fraction of steam generation via cogeneration	[-]	Não foi considerado	-
1.4.13	Fraction of steam generation via solar thermal	[-]	Não foi considerado	-

Na Tabela 7, os dados de *percentage of newly acquired CO₂*, *source of CO₂* e *percentage of sequestration credit assigned to the oilfield* não afetam a energia consumida e exportada pelo OPGGE. Estes parâmetros são importantes somente para os cálculos de

emissão de gases de efeito estufa, não abordado neste trabalho. Além disso, nos campos brasileiros foi considerado que a energia elétrica provém de geradores na plataforma, ou seja, energia interna consumida (*onsite*), e a fração de geração de vapor via cogeração e via solar foram desconsideradas.

Tabela 8 – Práticas de processos.

Entrada		Unidade	Descrição	Fonte
1.5.1	Heater/treater	NA	De forma conservadora, foi considerado que todos <i>topsides</i> das unidades de produção usam algum tipo de tratamento térmico para a separação de água e óleo	[7]
1.5.2	Stabilizer column	NA	Foi considerada a remoção de gases dissolvidos no óleo para todos os campos	[7]
1.5.3	Upgrader type	NA	Como os óleos brutos não são muito pesados, ou seja, °API >12, não foi considerado o uso de um <i>upgrader</i>	[1], [7]
	0 = None			
	1 = Delayed coking			
	2 = Hydroconversion			
	3 = Combined hydroconversion and fluid coking			
1.5.3	Associated Gas Processing Path	NA	Se existir injeção de CO ₂ , 7. Se não, 2.	[1]
	1			
	2			
	3			
	4			
	5			
	6			
	7			
	8			
1.5.4	Flaring-to-oil ratio	scf/bbl oil	Gás queimado no <i>flare</i> sobre óleo produzido	[1]
1.5.5	Venting-to-oil ratio	scf/bbl oil	Dado não disponível	-
1.5.6	Volume fraction of diluent	[-]	Não foi considerado	[1]

Na Tabela 8, procurou-se o caminho de tratamento de gás associados mais próximos às práticas das operadoras brasileiras. Para campos que não possuem injeção de CO₂, escolheu-se a rota 2, onde existe somente um *dehydrator*. Já para campos que possuem injeção de CO₂, foi escolhida a rota 7, que possui separação do CO₂ através de membrana.

Todas estas rotas já foram apresentadas na Figura 10. Na próxima seção, esta rota 7 será alterada para garantir um processo mais fidedigno àqueles praticados nas plataformas do Pré-Sal, que, por característica, possuem elevados teores de CO₂ em seu gás natural.

Tabela 9 – Transporte de óleo e gás.

Entrada		Unidade	Descrição	Fonte
1.7.1 Fraction of oil transported by each mode	1.7.1.1 Ocean tanker	[-]	Todo óleo é transportado por navios tanque, que utilizam combustíveis pesados	-
	1.7.1.2 Barge	[-]	Não aplicável	-
	1.7.1.3 Pipeline	[-]	Todo gás é transportado por gasodutos, que utilizam energia elétrica para seu funcionamento	-
	1.7.1.4 Rail	[-]	Não aplicável	-
	1.7.1.5 Truck	[-]	Não aplicável	-
1.7.2 Transport distance (one way)	1.7.2.1 Ocean tanker	Mile	Distância do campo à costa	[3]
	1.7.2.2 Barge	Mile	Não aplicável	-
	1.7.2.3 Pipeline	Mile	Extensão do gasoduto; De forma conservadora, foi considerado o gasoduto mais distante possível, quando há mais de uma opção de rota de escoamento; Não foram considerados gasodutos de transferência intra-campo (entre plataformas);	[4], [5]
	1.7.2.4 Rail	Mile	Não aplicável	-
	1.7.2.5 Truck	Mile	Não aplicável	-
1.7.3 Ocean tanker size, if applicable		Ton	Dado não disponível	-

Nos dados da Tabela 9, foram considerados que o transporte de óleo somente é feito por *ocean tanker* e o transporte de gás por *pipeline*. Apesar do OPGGE não levar em consideração o transporte de gás, mais adiante será mostrado como foi alterado o modelo para se estimar também este custo energético. Também foi desconsiderado a distância que o óleo e

gás percorrem já em terra até a chegada na refinaria ou na UPGN. A distância do transporte por navio petroleiro foi considerada igual a distância do campo à costa.

Existem, também, outros *inputs* como *land use impacts* e *small sources emissions*. Estes dados, assim como os de origem e monetização do CO₂, são irrelevantes no resultado de EROI. Por fim, todos os valores das entradas por campo estão listados no Anexo 1.

3.2 LIMITAÇÕES E MODIFICAÇÕES NO OPGEE

O OPGEE, na sua atual versão (v_2.0), ainda apresenta algumas limitações, como a falta de modelagem para operações de manutenção e de disposição de rejeitos na plataforma. Além disso, todos os custos energéticos são referentes à produção, ou seja, a construção e o descomissionamento são desconsiderados. Ainda, a energia consumida com a indústria de apoio marítima, com exceção ao navio petroleiro, como o transporte e atividade dos trabalhadores e apoio administrativos também são desconsiderados. Portanto, o EROI calculado neste trabalho é similar ao EROI_{std} definido por Hall, Lambert e Balough (2014). Logo, é esperado um EROI superestimado de exploração e produção, anterior à entrada na refinaria. No entanto, na seção anterior, de levantamento de dados, procurou-se a adoção de premissas conservadoras, que podem amortecer esta possível superestimação do indicador de retorno energético.

Ademais, apesar de computar a quantidade de gases exportados na aba “Energy Consumption”, o transporte de gás natural não é considerado. Devido a presença de gasodutos, que consomem energias através de compressores, o programa foi modificado na aba “Transport”, de forma a trazer uma previsão deste gasto energético. Ainda, foi considerado somente o uso de energia elétrica para o transporte pelos gasodutos. Usou-se os mesmos cálculos do custo energético de um oleoduto presentes na ferramenta, modificando as constantes do óleo para o gás natural (Equação 14). $E_{gasoduto}$ é a energia consumida no transporte de gás natural [MMBTU/d], D_g é a extensão do gasoduto [mi], P_g é a produção de gás natural [bbl/d], EI_g é a intensidade energética por distância percorrida [BTU/ton-mi], D_w é a densidade da água [lb/bbl], SG_g é a densidade específica do gás natural úmido [kg/L] e o valor de 200 é um fator para conversão das unidades [BTU-kg/MMBTU-ton-L].

$$E_{gasoduto} = \frac{D_g \times P_g \times EI_g \times D_w \times SG_g}{200} \quad (14)$$

Na Tabela 10, estão os locais de alteração na aba “Transport” no OPGEE, as fontes e os valores dos parâmetros inseridos. O calor específico de gás úmido e a gravidade específica do gás úmido foram obtidas através de tabela de fatores de conversão da ANP [8] (2020d). Já a intensidade energética foi retirada de um relatório de atualização do *Greenhouse gases, regulated emissions, and energy use in technologies model* - GREET [9] (DUNN *et. al*, 2013).

Tabela 10 – Parâmetros alterados na aba “Transport”.

Parâmetro	Unidade	Valor	Célula	Fonte
Produção de gás natural	bbl/d	-	M11	<i>Inputs</i>
Participação de energia elétrica	-	1	N54	-
Calor específico de gás úmido	MMBTU/bbl	0,0046	K68	[8]
Gravidade específica de gás úmido	kg/L	0,0007	K69	[8]
Intensidade energética	BTU/ton-mi	1641	M92	[9]

Não obstante, o caminho 7 de processamento de gás natural foi alterado, conforme a Figura 16. Todos equipamentos à jusante da membrana de remoção de CO₂ foram desligados, pois tanto o *amine treater* e o *demethaizer* não são usualmente encontrados como processos numa plataforma de petróleo no Brasil, podendo ser encontrados nas refinarias e UPGNs. Esta alteração ocorreu na aba “Gas Balance”, com a inserção manual nas células CX122 e DL122 da opção “OFF”. Com estas alterações, também foi desconsiderado qualquer exportação de líquidos de gás natural (LGN) nos campos, ficando restrita a exportação de óleo e gás.

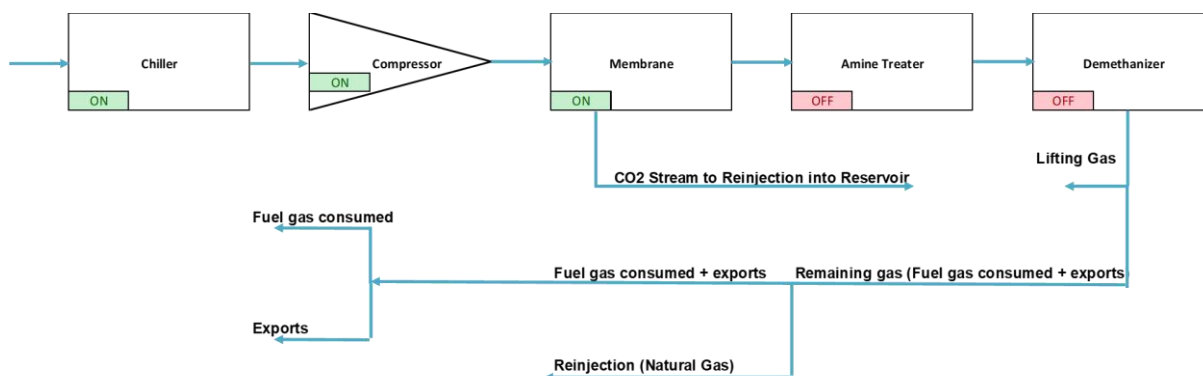


Figura 16 – Novo caminho 7 de processamento de gás natural.

3.3 SIMULAÇÃO E CÁLCULO DO EROI

Com todos *inputs* e alterações processadas, partiu-se, então, para o uso do modelo da ferramenta. O fluxograma das correntes de energia consumida e gerada está representado na Figura 17. Nela em cor rosa estão as energias indiretas, ou seja, os custos energéticos para a produção da quantidade de energia direta que será usada na plataforma; em vermelho estão as energias externas diretas; em amarelo a energia interna utilizada: àquela a partir do gás natural produzido; e em verde estão as correntes de exportação de óleo e gás, que representam a energia gerada no campo. As caixas cinzas representam a atividade desenvolvida.

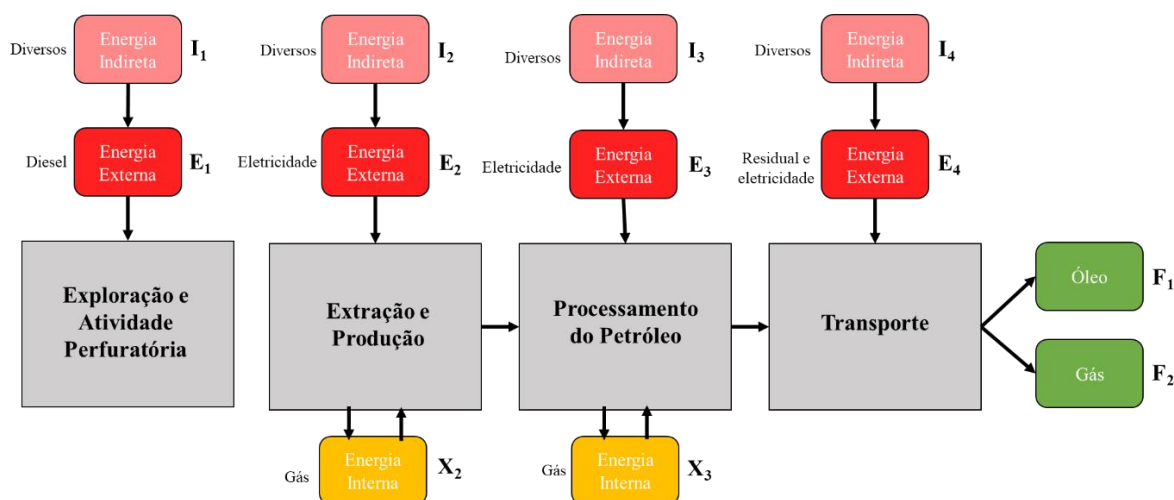


Figura 17 – Fluxograma de correntes energéticas.

Ainda, a Figura 17 traz importantes premissas adotadas:

- Não há qualquer outra energia gerada, além de óleo e gás, ou seja, não há exportação de eletricidade e LGN;
- Toda energia interna provém do gás natural;
- A energia externa para a atividade de exploração e atividade perfuratória provém do diesel;
- A energia externa para extração e produção e processamento de petróleo provém de energia elétrica;
- A energia externa para o transporte de óleo provém de combustíveis residuais;
- A energia externa para o transporte de gás natural por gasodutos provém da energia elétrica.

O cálculo das energias indiretas foi realizado através da multiplicação da energia direta de cada atividade por fatores em BTU/BTU que traduzem a energia necessária para a produção de um BTU da energia direta. Estes fatores estão presentes na aba “Fuel Cycle” e tem como referência o GREET (2016). Na Tabela 11, são apresentados os valores utilizados neste trabalho.

Tabela 11 – Fatores da aba “Fuel Cycle” (GREET, 2016).

Combustível	Valor (BTU/BTU)
Natural gas	0,075
Diesel	0,205
Electricity	2,188
Residual fuel	0,148

Por meio de alterações das Equações 3 e 4, foram obtidas as Equações 15 e 16. A diferença entre as equações está na consideração que apenas óleo e gás natural são gerados e no uso de quatro blocos para os cálculos de energia consumida, que dão número aos índices dos termos i : 1 – Exploração e Atividade Perfuratória, 2 – Extração e Produção, 3 – Processamento do Petróleo e 4 – Transporte. Estas equações serão utilizadas para o cálculo dos EROIs apresentados nos resultados.

$$EROI_{oil} = \frac{F_{oil}}{\sum_{i=1}^4 E_i + \sum_{i=1}^4 I_i + \sum_{i=1}^4 X_i} \quad (15)$$

$$EROI_{tot} = \frac{F_{oil} + F_{gas}}{\sum_{i=1}^4 E_i + \sum_{i=1}^4 I_i + \sum_{i=1}^4 X_i} \quad (16)$$

Ainda, para fácil replicação deste trabalho por outros pesquisadores, para outras localidades e períodos, a Tabela 12 apresenta as localizações dentro do OPGEE, onde os dados foram extraídos para os cálculos de cada corrente energética, com EC referente à aba “Energy Consumption”, FC – “Fuel Cycle”, R – “Results” e FS – “Fuel Specs”.

Tabela 12 – Métodos de cálculos usados nos EROI.

Corrente	Tipo	Unidade	Aba	Célula
E ₁	Diesel	MMBTU/d	EC	L8+L9
I ₁	Upstream diesel	MMBTU/d	FC	E1*D58
E ₂	Eletricidade	MMBTU/d	EC	O10
X ₂	Gás natural	MMBTU/d	EC	H10
I ₂	Upstream eletricidade	MMBTU/d	FC	E2*D59
E ₃	Eletricidade	MMBTU/d	EC	P11-H11
X ₃	Gás natural	MMBTU/d	EC	H11
I ₃	Upstream eletricidade	MMBTU/d	FC	E3*D59
E ₄	Residual e eletricidade	MMBTU/d	EC	M14+O14
I ₄	Upstream residual e eletricidade	MMBTU/d	EC; FC	M14*D59+M14*D61
F _{oil}	Óleo	MMBTU/d	R; FS	H24*M16
F _{gas}	Gás natural	MMBTU/d	EC	Se (E38<0;-E38;0)

O termo F_{gas} é gerado pelo balanço de energia do gás da aba “Gas Balance”. Quando ele é representado como negativo, na aba “Energy Consumption”, significa que o gás está sendo exportado, e quando positivo, o gás está sendo importado. Para evitar EROI_{tot} ser menor que EROI_{oil} , foi considerado que não há importação de gás natural e o valor de F_{gas} , nestes casos, é igual a zero, fazendo com que EROI_{oil} seja igual a EROI_{tot} .

Ademais, a aba “Energy Consumption” agrega todos os resultados de interesse para os cálculos de EROI. Estes resultados são gerados através de diversas fórmulas, referenciando células por todo o arquivo, através dos inputs alimentados e de dados de mais de 200 referências, como a *Environmental Protection Agency - EPA*, *American Petroleum Institute - API*, *REET*, referências técnicas, handbooks e artigos. Todos estes cálculos são baseados nas Equações 5 a 13, apresentadas na seção de Revisão Bibliográfica.

3.4 ANÁLISE DE COMPONENTES PRINCIPAIS

Para a análise multivariável foi utilizada a técnica de componentes principais (PCA), que se propõe a redução da quantidade de parâmetros através da criação de novas componentes e a explicar como os parâmetros interagem entre si. Este PCA foi realizado no *add-on* Xlstat instalado no Microsoft Excel. Ainda, foi escolhida a matriz de correlação para os cálculos e o número de componentes principais foi determinado com base na regra de se

alcançar pelo menos 80% de variabilidade dos dados. A Tabela 13 traz todos os parâmetros analisados no PCA.

Tabela 13 – Variáveis analisadas no PCA.

Variáveis PCA
Water reinjection
Natural gas reinjection
Water flooding
Gas lifting
Gas flooding
Field age
Field depth
Oil production volume
Number of producing wells
Number of water injecting wells
Reservoir pressure
API gravity
CO ₂
Gas-to-oil ratio (GOR)
Water-to-oil ratio (WOR)
Water injection ratio
Gas lifting injection ratio
Gas flooding injection ratio
Flood gas
Fraction of remaining natural gas reinjected
Fraction of produced water reinjected
Associated Gas Processing Path
Flaring-to-oil ratio
Ocean tanker distance
Pipeline distance
EROI oil
EROI tot

O número de parâmetros de análise foi igual a 27, considerando *os inputs* e os dois *outputs* (EROI_{oil} e EROI_{tot}). Todos os *inputs* são os mesmos daqueles encontrados no Anexo 1 e usados na simulação. Esta queda dos 51 *inputs* iniciais para 25, é explicada pela exclusão das variáveis monótonas (M), ou seja, aquelas que sempre possuem o mesmo valor e àquelas variáveis sem dados disponíveis (SD) ou irrelevantes (I) para os cálculos de retorno de energia. Na Tabela 14, estão listadas estas variáveis com suas justificativas para não inclusão.

Tabela 14 – Variáveis desconsideradas no PCA e suas justificativas para não inclusão.

Variável	Justificativa
Downhole pump	M
Steam flooding	SD
Oil sands mine (integrated with upgrader)	I
Oil sands mine (non-integrated with upgrader)	I
Field location (Country)	I
Field name	I
Production tubing diameter	SD
Productivity index	SD
Reservoir temperature	SD
Offshore?	M
Percentage of newly acquired CO ₂ (total injected CO ₂ includes both new and recycled)	I; SD
Source of CO ₂	I; M
Percentage of sequestration credit assigned to the oilfield	I; SD
Steam-to-oil ratio (SOR)	SD
Fraction of required electricity generated onsite	M
Fraction of steam generation via cogeneration	SD
Fraction of steam generation via solar thermal	SD
Heater/treater	M
Stabilizer column	M
Upgrader type	M
Venting-to-oil ratio	SD
Volume fraction of diluent	SD
Crude ecosystem carbon richness	SD
Field development intensity	SD
Ocean tanker size, if applicable	SD
Small sources emissions	SD; I

3.5 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Por fim, alguns *inputs* levantados têm maiores graus de incerteza, principalmente aqueles não encontrados na ANP ou que foram gerados por meio de considerações muito generalistas. A pressão de reservatório, por exemplo, como discutido, foi obtida por meio de uma aproximação de um gráfico que traduzia como a pressão se comportava com o aumento da profundidade nas bacias de Campos e Santos (MATIAS *et. al*, 2015). A partir deste gráfico, então, foi realizado uma regressão linear e a reta resultante foi usada para todos os demais campos fora destas bacias e/ou mais rasos. Ainda, a distância de transporte do óleo do campo até os terminais em terra foi simplificada como sendo a distância do campo à costa.

Isto pode não ser verdadeiro, devido às diferentes rotas de navegação marítimas e os locais dos terminais de desembarque do óleo de cada campo. Por estes motivos, foi escolhida a pressão de reservatório (*reservoir pressure*) e a distância de transporte de óleo pelo navio petroleiro (*ocean tanker distance*) como variáveis a serem analisadas numa análise de sensibilidade. Assim, foi simulado o OPGGE para o cálculo dos $EROI_{oil}$ e $EROI_{tot}$ para três cenários, com incremento de 20% nos valores:

- Cenário A: +20% no valor da pressão de reservatório;
- Cenário B: +20% no valor da distância de transporte de óleo;
- Cenário C: Combinação do Cenário A e Cenário B.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 CONSUMO E GERAÇÃO DE ENERGIA

Após a simulação dos 62 campos no OPGEE, a Tabela 1 e Tabela 3 da aba “Energy Consumption” apresentaram os dados de consumo de energia diretas (externas e internas) e indiretas e de geração de energia, através do óleo e do gás. Estes resultados, em MMBTU/d, estão apresentados na Tabela 15 e Tabela 16. Ainda, os campos nessas tabelas estão em ordem decrescente de produção de óleo em 2019.

Tabela 15 – Resultado das demandas energéticas, parte 1.

Campo	E1	I1	E2	X2	I2	E3	X3
Tupi	1.595,63	336,03	-	184.498,51	-	760,39	142.084,26
Búzios	386,48	81,39	-	21.590,42	-	153,47	37.415,59
Sapinhoá	790,07	166,38	-	31.213,31	-	197,27	35.622,05
Jubarte	223,09	46,98	-	75.693,91	-	161,94	12.878,96
Roncador	154,30	32,49	-	32.279,09	-	77,75	10.156,49
Marlim Sul	125,38	26,40	-	55.399,66	-	118,68	8.485,46
Tartaruga Verde	116,37	24,51	-	4.475,53	-	2,14	5.925,25
Marlim	87,19	18,36	-	19.924,15	-	59,55	4.709,13
Sul de Tupi	92,71	19,52	-	5.963,69	-	31,36	6.562,48
Marlim Leste	74,46	15,68	-	9.218,37	-	21,23	3.466,91
Peregrino	82,65	17,41	-	1.274,30	-	35,75	3.827,56
Barracuda	58,85	12,39	-	6.353,84	-	14,72	2.697,74
Mero	197,39	41,57	-	6.012,85	-	52,89	8.441,38
Argonauta	43,76	9,22	-	1.190,23	-	10,00	1.704,67
Lapa	73,61	15,50	-	2.288,06	-	20,88	3.667,83
Berbigão	20,07	4,23	-	-	-	0,01	295,55
Albacora Leste	20,65	4,35	-	5.033,05	-	14,67	1.212,63
Albacora	37,74	7,95	-	3.908,01	-	9,84	1.457,35
Atlanta	43,26	9,11	-	445,58	-	0,01	1.187,44
Frade	16,20	3,41	-	2.354,88	-	6,68	1.196,00
Papa-Terra	26,82	5,65	-	638,98	-	4,23	1.040,63
Baúna	20,54	4,33	-	1.873,01	-	5,84	1.194,14
Golfinho	19,20	4,04	-	2.213,80	-	11,53	597,49
Caratinga	10,96	2,31	-	1.896,73	-	5,57	625,09
Marimbá	11,58	2,44	-	1.274,87	-	5,54	583,04
Polvo	10,98	2,31	-	576,53	-	11,59	526,05
Ostra	16,43	3,46	-	1.761,01	-	13,66	557,58
Uruguá	8,30	1,75	-	745,94	-	3,76	376,40
Tubarão Martelo	9,02	1,90	-	44,58	-	0,60	363,37
Pampo	7,28	1,53	-	2.079,36	-	11,18	394,20

Tabela 15 – Resultado das demandas energéticas, parte 1 – Continuação.

Campo	E1	I1	E2	X2	I2	E3	X3
Bijupirá	8,05	1,69	-	993,30	-	4,15	300,92
Cherne	14,83	3,12	-	2.562,83	-	3,41	346,46
Bonito	4,29	0,90	-	470,27	-	1,64	222,80
Salema	3,52	0,74	-	421,02	-	2,67	125,38
Namorado	4,58	0,96	-	1.504,25	-	5,08	292,27
Baleia Anã	11,88	2,50	-	442,71	-	4,05	206,79
Garoupa	3,50	0,74	-	630,27	-	0,93	194,27
Enchova	3,05	0,64	-	772,26	-	1,60	157,34
Tambuatá	1,39	0,29	-	52,67	-	0,00	40,95
Piranema	2,86	0,60	-	2.034,86	-	0,16	162,72
Enchova Oeste	2,48	0,52	-	257,45	-	0,40	123,15
Pargo	1,20	0,25	-	35,76	-	1,39	63,28
Serra	1,02	0,22	-	109,24	-	3,68	95,37
Voador	1,70	0,36	-	1,30	-	0,01	85,44
Ubarana	2,04	0,43	-	1.935,07	-	11,01	107,82
Vermelho	0,89	0,19	-	66,63	-	2,85	59,98
Xaréu	1,54	0,32	-	20,57	-	0,53	78,50
Espada	3,99	0,84	-	6,89	-	0,07	74,48
Curimã	3,07	0,65	-	142,90	-	1,60	65,90
Atum	0,94	0,20	-	14,15	-	0,58	45,42
Aratum	0,43	0,09	-	127,35	-	2,68	34,87
Tartaruga	0,81	0,17	-	-	-	0,00	19,45
Guaricema	0,22	0,05	-	1,02	-	0,00	23,45
Camorim	0,20	0,04	-	158,96	-	0,06	22,30
Agulha	0,17	0,03	-	2,30	-	0,11	12,97
Abalone	0,13	0,03	-	-	-	0,00	1,59
Cioba	0,33	0,07	-	0,53	-	0,00	9,64
Pescada	0,09	0,02	-	0,00	-	0,02	5,38
Bagre	0,35	0,07	-	45,91	-	0,21	4,95
Oeste De Ubarana	0,11	0,02	-	0,03	-	0,01	2,48
Dom João Mar	0,01	0,00	-	1,65	-	0,08	1,33
Linguado	0,03	0,01	-	0,38	-	0,02	0,64

Tabela 16 - Resultado das demandas energéticas, parte 2.

Campo	I3	E4	I4	F_{oil}	F_{gas}
Tupi	1.657,62	13.797,43	27.904,90	5.212.131,18	262.426,96
Búzios	334,56	3.363,93	6.871,61	1.408.313,43	-
Sapinhoá	430,05	3.881,75	7.614,20	1.299.287,46	79.752,65
Jubarte	353,03	559,02	1.057,93	1.156.671,72	81.380,21
Roncador	169,49	1.755,87	3.617,52	916.866,41	94.392,12
Marlim Sul	258,72	3.011,49	6.437,43	770.803,37	14.574,50
Tartaruga Verde	4,66	385,51	716,40	527.841,70	26.151,95
Marlim	129,83	439,92	871,28	432.237,28	1.729,20
Sul de Tupi	68,36	628,98	1.266,28	251.104,43	8.890,00
Marlim Leste	46,27	1.317,92	2.811,91	312.058,13	11.974,75
Peregrino	77,93	28,45	4,39	362.983,28	-
Barracuda	32,08	368,21	763,87	241.277,90	15.436,14
Mero	115,30	838,14	1.761,69	199.945,53	-
Argonauta	21,81	43,77	59,93	159.297,09	5.448,66
Lapa	45,52	39,19	6,05	144.266,51	-
Berbigão	0,01	22,03	36,98	26.389,86	-
Albacora Leste	31,99	256,58	534,62	111.388,26	6.234,98
Albacora	21,46	188,36	384,52	130.036,87	4.599,31
Atlanta	0,03	12,46	1,92	112.572,69	1.741,44
Frade	14,55	195,90	402,65	110.040,37	3.956,75
Papa-Terra	9,22	10,01	1,54	98.650,33	1.381,00
Baúna	12,73	19,33	2,98	103.336,18	421,63
Golfinho	25,14	42,56	87,03	52.772,71	1.465,16
Caratinga	12,15	91,14	189,17	55.909,27	5.078,19
Marimbá	12,08	94,81	198,31	51.200,51	1.454,22
Polvo	25,27	4,42	0,68	48.496,71	-
Ostra	29,79	16,30	21,99	52.106,18	432,51
Uruguá	8,20	415,80	897,22	31.921,01	38.507,23
Tubarão Martelo	1,32	2,61	0,40	33.359,99	-
Pampo	24,37	72,28	152,23	36.090,67	-
Bijupirá	9,05	65,79	136,39	26.628,57	426,08
Cherne	7,43	116,65	249,67	31.239,26	-
Bonito	3,58	39,49	83,02	19.888,68	1.593,88
Salema	5,83	28,43	59,07	11.043,07	951,15
Namorado	11,07	52,53	110,77	25.778,64	3.239,36
Baleia Anã	8,82	3,71	5,37	19.233,96	98,08
Garoupa	2,04	40,98	87,04	16.875,95	1.114,29
Enchova	3,49	56,30	120,57	14.226,06	-
Tambuatá	0,01	8,72	17,79	3.645,87	-
Piranema	0,35	0,42	0,06	12.797,34	1.677,93
Enchova Oeste	0,86	19,26	40,18	11.003,78	22,18
Pargo	3,03	0,86	1,08	5.777,85	77,61
Serra	8,02	2,08	1,99	8.319,54	-

Tabela 16 - Resultado das demandas energéticas, parte 2 - Continuação.

Campo	I3	E4	I4	F_{oil}	F_{gas}
Voador	0,01	5,32	10,09	7.537,65	1.200,53
Ubarana	24,00	43,18	93,92	9.011,34	1.864,94
Vermelho	6,20	0,81	1,01	5.477,07	42,19
Xaréu	1,15	1,30	1,65	6.877,84	101,34
Espada	0,15	0,18	0,03	6.706,33	163,54
Curimã	3,50	3,64	7,51	5.752,04	1.358,46
Atum	1,27	1,18	1,88	4.087,90	208,47
Aratum	5,85	0,81	0,83	3.055,37	-
Tartaruga	0,01	0,09	0,01	1.634,80	-
Guaricema	0,01	0,77	1,63	1.969,36	1.377,15
Camorim	0,12	1,57	3,40	1.872,16	2.431,81
Agulha	0,23	0,17	0,06	1.141,83	2,00
Abalone	0,00	0,01	0,00	133,90	82,58
Cioba	0,00	0,01	0,01	861,02	-
Pescada	0,04	7,01	15,25	392,95	3.827,97
Bagre	0,47	3,31	7,15	426,79	221,97
Oeste De Ubarana	0,01	2,23	4,85	185,98	1.217,25
Dom João Mar	0,16	0,00	0,00	113,71	-
Linguado	0,05	0,01	0,01	58,76	1,38

Pode ser observado pelas duas tabelas anteriores, que os custo energéticos são elevados para campos com alta produção de óleo e gás. O que indica que, mesmo que o numerador do EROI venha a ser alto, devido à alta produção de óleo e gás, os custos energéticos podem também impactar no denominador, podendo diminuir o indicador de retorno energético. Neste sentido, Tupi, maior produtor do país apresenta também as maiores demandas de energia.

Ainda, devido as premissas adotadas no OPGEE e neste trabalho, todo custo energético da etapa de exploração e produção é suprido pelo gás natural produzido (energia *onsite*). Portanto a coluna E2 e, por conseguinte, a coluna I2, que depende da anterior, são nulas.

As médias destes custos energéticos, no *offshore* brasileiro, são apresentadas na Figura 18, com seus valores absolutos e sua participação percentual. O valor médio do consumo energético total foi igual a 14.625,47 MMBTU/d por campo *offshore*.

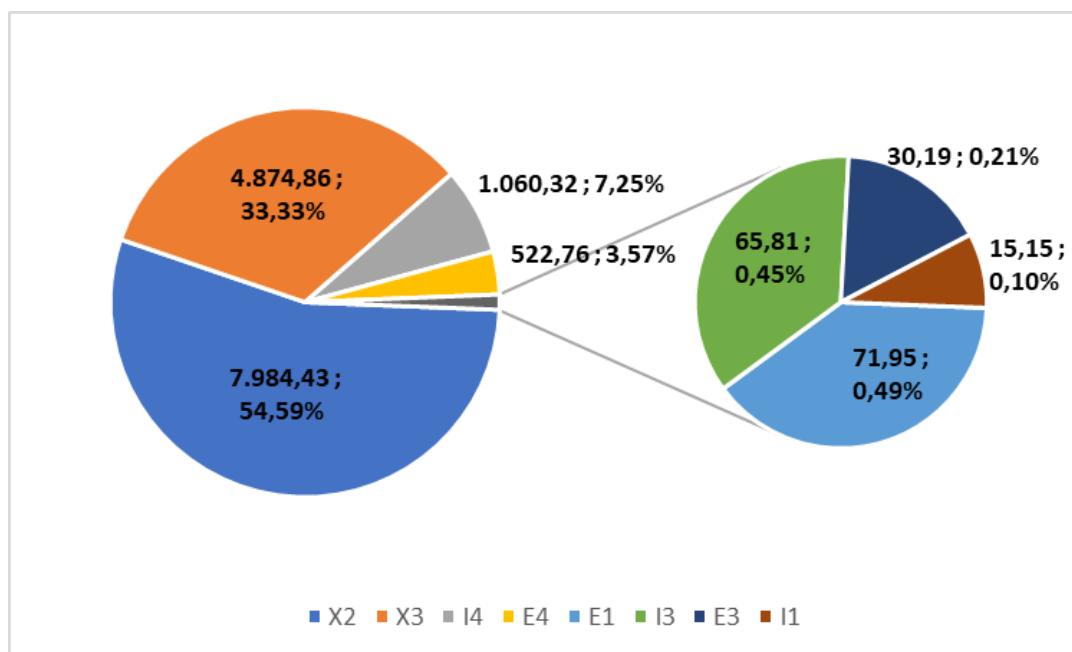


Figura 18 – Médias (MMBTU/d) e participações (%) dos custos energéticos da atividade de E&P.

Como observado, a demanda média de energia indireta na etapa de exploração e produção (X₂) representa 54,6% do total de energia consumida na operação das plataformas *offshore*, totalizando 7.984,43 MMBTU/d. Neste sentido, os gastos envolvendo injeção (ou *flooding*) de gás natural, água e gás carbônico e o uso de técnicas de elevação, como *downhole pump* e *gas lift* são responsáveis por mais da metade da demanda energética do segmento de E&P marítimo brasileiro.

Em segundo lugar, os custos de processamento de óleo e gás, representam 33,9% (E₃, X₃ e I₃) das demandas energéticas, com a energia externa direta demandando 30,19 MMBTU/d, a energia externa indireta demandando 65,81 MMBTU/d e a energia interna, correspondendo a 4.874,86 MMBTU/d. Assim, a demanda energética de equipamentos como o *heater*, *stabilizer column*, *glycol dehydrator*, *chiller*, *compressor* e *membrane* são também bem representativas no custo total de operação das plataformas *offshore*.

Os custos de transporte requerem menos fornecimento energético, representando uma participação de 10,8% (E₄ e I₄), com 522,76 MMBTU/d em energia direta e 1.060,32 MMBTU/d de energia indireta. Como a aba “Fuel Cycle” apresenta fatores de combustível residual (transporte de óleo, por navio petroleiros) igual a 0,15 e eletricidade (transporte de gás natural, por gasodutos) igual a 2,15 e o valor de energia indireta ser quase o dobro do valor da energia direta, é possível afirmar que o custo de transporte de gás natural é maior do

que o custo de transporte de óleo. Este resultado vai de acordo com informações da literatura, que afirmam que existe grande demanda energética de compressores na exportação de gás natural através de gasodutos.

Por último, a demanda energética das atividades de exploração e desenvolvimento representam apenas 0,6% do custo energético total, com 71,95 MMBTU/d de energia direta e 15,15 MMBTU/d de energia indireta. Como esperado, as atividades de perfuração têm baixa contribuição na demanda de energia, pois estas atividades são características do período inicial dos contratos, não se prolongando demasiadamente durante o período de produção.

Ainda, fazendo uma comparação entre energia direta, indireta e interna, podemos chegar as seguintes médias: 624,89 (4,27%), 1.141,29 (7,80%) e 12.858,29 (87,92%), respectivamente. Este domínio do uso de gás natural, como energia interna, é esperado para os campos *offshore*, já que o gás é disponível e os custos econômicos de importação de energia da costa são elevados, como o maior uso de diesel, por exemplo.

Em relação a geração de energia, como convencionado na Metodologia, os campos que apresentaram demanda por importação de gás natural (GN) tiveram sua exportação de GN zerada. Portanto, os campos de Búzios, Peregrino, Mero, Lapa, Berbigão, Polvo, Tubarão Martelo, Pampo, Cherne, Aratum, Tartaruga, Cioba e Dom João Mar não exportaram gás natural. A consistência desta premissa com o balanço de gás natural será discutida na seção 4.3.1.2.

4.2 RESULTADOS DE EROI

4.2.1 EROI por Campo

Depois de simular os dados no OPGEE e realizar os cálculos de $EROI_{oil}$ e $EROI_{tot}$, os resultados de retorno energético sobre investimento serão analisados. Devido à grande quantidade de campos produtores (62), para facilitar a representação gráfica ao longo do texto, cada campo será alocado a um número. Na Tabela 17, estão representadas esta convenção, os resultados dos EROIs, a diferença entre $EROI_{tot}$ e $EROI_{oil}$ e o aumento percentual do $EROI_{tot}$, em relação ao $EROI_{oil}$. De 1 a 62, estão os campos em ordem decrescente de $EROI_{tot}$ em 2019. Na Figura 19, estão representados graficamente estes mesmos resultados de EROIs, com suas respectivas médias.

Tabela 17 – Convenção, resultados de EROI e diferença entre os EROIs por campo.

Número	Campo	EROI_{oil}	EROI_{tot}	Dif. EROI	Aumento %
1	Pescada	14,13	151,76	137,63	974%
2	Oeste De Ubarana	19,10	144,09	124,99	655%
3	Guaricema	72,55	123,28	50,73	70%
4	Abalone	75,63	122,27	46,64	62%
5	Voador	72,32	83,84	11,52	16%
6	Cioba	81,27	81,27	-	0%
7	Tartaruga	79,59	79,59	-	0%
8	Espada	77,42	79,30	1,89	2%
9	Tubarão Martelo	78,72	78,72	-	0%
10	Agulha	71,18	71,30	0,12	0%
11	Berbigão	69,65	69,65	-	0%
12	Peregrino	67,87	67,87	-	0%
13	Atlanta	66,23	67,25	1,02	2%
14	Xaréu	65,15	66,11	0,96	1%
15	Atum	62,28	65,45	3,18	5%
16	Papa-Terra	56,79	57,59	0,80	1%
17	Pargo	54,08	54,81	0,73	1%
18	Argonauta	51,66	53,43	1,77	3%
19	Linguado	50,83	52,02	1,20	2%
20	Tartaruga Verde	45,31	47,55	2,24	5%
21	Polvo	41,89	41,89	-	0%
22	Vermelho	39,53	39,83	0,30	1%
23	Serra	37,54	37,54	-	0%
24	Dom João Mar	35,02	35,02	-	0%
25	Baúna	32,98	33,12	0,13	0%
26	Curimã	25,14	31,08	5,94	24%
27	Tambuata	29,93	29,93	-	0%
28	Uruguá	12,99	28,66	15,67	121%
29	Baleia Anã	28,05	28,19	0,14	1%
30	Frade	26,26	27,21	0,94	4%
31	Bonito	24,08	26,01	1,93	8%
32	Barracuda	23,42	24,92	1,50	6%
33	Enchova Oeste	24,77	24,82	0,05	0%
34	Marimbá	23,46	24,12	0,67	3%
35	Lapa	23,43	23,43	-	0%
36	Camorim	10,03	23,06	13,03	130%
37	Albacora	21,62	22,38	0,76	4%
38	Ostra	21,53	21,71	0,18	1%
39	Caratinga	19,73	21,53	1,79	9%
40	Roncador	19,01	20,96	1,96	10%
41	Búzios	20,06	20,06	-	0%
42	Marlim Leste	18,39	19,09	0,71	4%
43	Garoupa	17,58	18,74	1,16	7%

**Tabela 17 – Convenção, resultados de EROI e diferença entre os EROIs por campo –
Continuação.**

Número	Campo	EROI _{oil}	EROI _{tot}	Dif. EROI	Aumento %
44	Salema	17,08	18,55	1,47	9%
45	Golfinho	17,59	18,07	0,49	3%
46	Bijupirá	17,53	17,81	0,28	2%
47	Sul de Tupi	17,16	17,77	0,61	4%
48	Aratum	17,67	17,67	-	0%
49	Sapinhoá	16,26	17,26	1,00	6%
50	Albacora Leste	15,67	16,55	0,88	6%
51	Marlim	16,47	16,54	0,07	0%
52	Tupi	13,99	14,69	0,70	5%
53	Namorado	13,01	14,64	1,63	13%
54	Jubarte	12,71	13,61	0,89	7%
55	Pampo	13,16	13,16	-	0%
56	Enchova	12,76	12,76	-	0%
57	Mero	11,45	11,45	-	0%
58	Marlim Sul	10,44	10,63	0,20	2%
59	Bagre	6,84	10,39	3,56	52%
60	Cherne	9,45	9,45	-	0%
61	Piranema	5,81	6,57	0,76	13%
62	Ubarana	4,06	4,90	0,84	21%

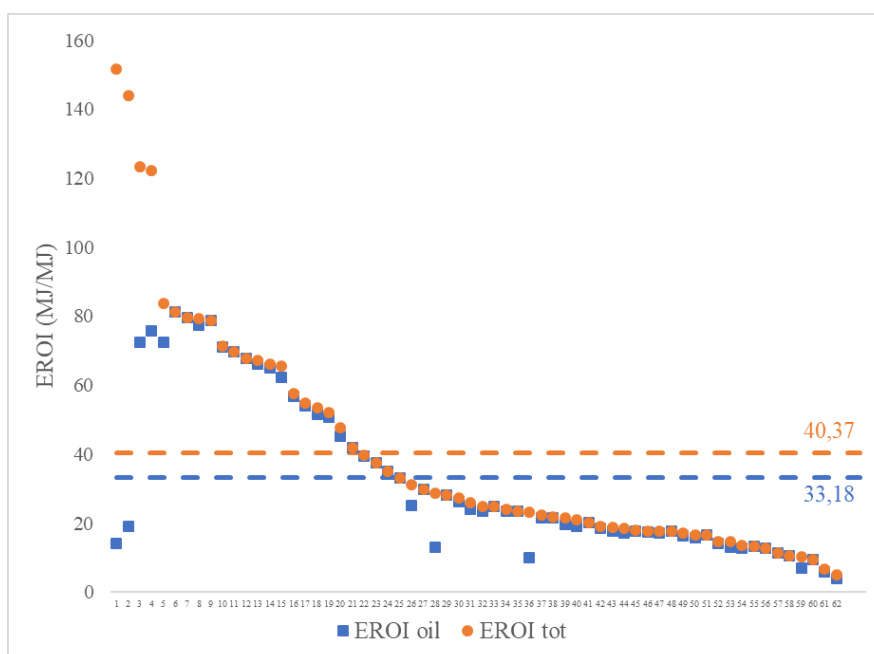


Figura 19 – Resultados de EROI_{oil} e EROI_{tot} por campo e suas respectivas médias.

Portanto, na média, para os 62 campos, foi encontrado um EROI_{oil} de 33,18 e um EROI_{tot} de 40,37. O máximo valor de EROI_{oil} foi encontrado em Cioba com 81,27 e o mínimo

em Ubarana, com 4,06. Já para o $EROI_{tot}$, o máximo foi de 151,76 em Pescada e o mínimo de 4,90, também, em Ubarana. Estes valores médios estão dentro da faixa esperada de EROIs de campos de petróleo, de 50 a 32 (MURPHY; HALL, 2010).

Ainda, os campos mais novos do Pré-Sal representam um EROI menor, o que também era esperado pelo estudo da literatura que indicava valores de $EROI_{tot}$ menores que 22 (MURPHY; HALL, 2010). Por exemplo, campos recentes, com menos de 10 anos do Pré-Sal, como Búzios, Sul de Tupi, e Mero obtiveram 20,06, 17,77, e 11,45, respectivamente, para o $EROI_{tot}$. Estes valores abaixo da média geral, podem ser explicados por vários fatores, como maior profundidade dos reservatórios, maior conteúdo de CO_2 e maior distância à costa por exemplo, que aumentam o consumo energético da plataforma.

Também, comparando-se os resultados de $EROI_{tot}$ dos campos de Frade, Polvo, Marlim e Tupi aos encontrado por Brandt *et. al* (2015), através da Tabela 18, podemos observar a diminuição do $EROI_{tot}$ para todos os campos. Porém, a ordem do maior EROI para o menor se manteve como Frade, Polvo, Marlim e Tupi. Estes resultados eram esperados, devido ao maior número de parâmetro agregados por este trabalho, como o uso do tratamento de gás natural com separação de CO_2 , que tendem, a princípio, a elevar o consumo de energia e as alterações processadas no OPGEE, como a inclusão da energia gasta para o transporte de gás natural. Como visto na seção 4.2, os custos energéticos de tratamento do petróleo e de transporte representam 33,9% e 9,8% da demanda total de energia. Isto ajuda a corrigir possíveis casos de superestimação de EROIs gerados pela ferramenta, através do uso de todos os dados e conhecimentos específicos à disposição. Além disso, os dados estão separados por 4 anos de diferença. O estudo de Gagnon, Hall e Brinler (2009) argumenta que a indústria de petróleo já passou por um pico de EROI em 1999 e observa este parâmetro diminuir nos anos pós 2000. Portanto, é possível que estes campos também venham, ao longo do tempo diminuindo seus EROIs.

Tabela 18 – Comparação dos EROIs encontrados e da literatura.

EROI_{tot}		
Campo	Brandt et. al (2015)	2019
Frade	41	27,21
Polvo	36	24,12
Marlim	30	16,54
Tupi	18	14,69

Em relação ao $EROI_{oil}$, temos que todos os campos acima da média de 33,18 são pertencentes ao Pós-Sal, com exceção ao campo de Berbigão, com 69,65. Ainda, há predominância de campos com profundidade de reservatório mais rasa. O único no TOP 10 de $EROI_{oil}$ que se enquadram como ultra-profundo é o campo de Abalone. O campo de Cioba, primeiro na lista de $EROI_{oil}$, na Bacia Potiguar, apresenta características favoráveis a um baixo consumo de energia para a produção de óleo, como ser um campo raso e muito próximo à costa (10 m). Já o campo de Ubarana, o menos eficiente energeticamente, tanto no $EROI_{tot}$ quanto no $EROI_{oil}$, possui alto custo energético para tratamento e reinjeção de água e de *gas lift*, com seus fatores de *water injection ratio* de 26 bbl/bbl e *gas lifting injection ratio* de 4240 scf/bbl. Estes dois parâmetros são os maiores dentre os 62 campos estudados, o que dá um indício sobre uma possível desvantagem de um uso em excesso de injeção de água e gás e de *gas lift*. Esta discussão será avaliada à frente, na seção 4.4 de Análise de Componentes Principais.

4.2.1.1 Diferença entre $EROI_{tot}$ e $EROI_{oil}$

Em relação a diferença entre $EROI_{tot}$ e $EROI_{oil}$, obteve-se uma média de 7,19 e um aumento de 37%, o que representa que a exportação de gás natural somado ao óleo pode contribuir para o aumento médio de 7,19 do retorno energético, quando comparado à exportação de somente óleo. A maior diferença encontrada foi de 137,63 em Pescada, representando um aumento de 974%. Além disso, em outros campos também foram encontradas diferenças significativas, como em Oeste de Ubarana (655%), Camorim (130%) e Uruguá (121%).

Estes resultados podem ser explicados, majoritariamente, devido a aba “Gas Balance” do OPGEE, representada, simplificada, na Figura 20, para o caminho de tratamento de gás número 2. O *gas-to-oil ratio* (GOR) [10] traduz quanto de gás está entrando no sistema de tratamento e os *inputs gas lifting injection ratio* [11], *gas flooding injection ratio* [12] e *flaring-to-oil ratio* [13], representam descontos deste gás produzido. Ainda, a utilização de gás natural como energia interna na planta (X_2 e X_3), também contribui para a diminuição do gás exportado. Na Tabela 19, estão listadas o aumento percentual de EROIs e estes parâmetros citados, para os campos com uma diferença incremental maior de 50%.

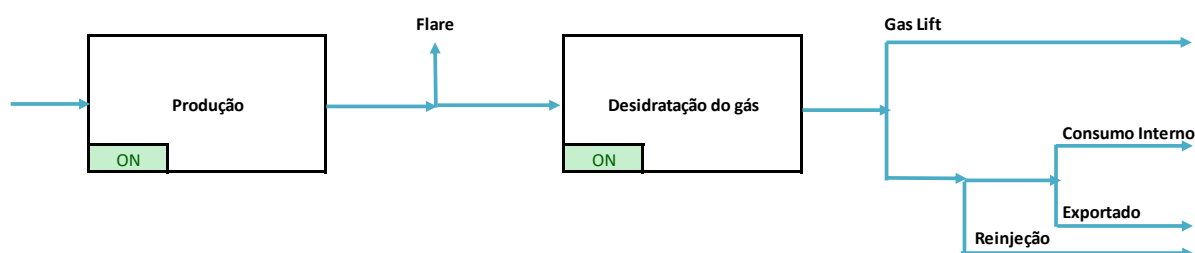


Figura 20 – Balanço de gás natural na rota 2 de tratamento.

Tabela 19 – Aumento de EROI e parâmetros investigados.

Número	Campo	Aumento %	[10]	[11]	[12]	[13]
1	Pescada	974%	55.602,69	-	-	-
2	Oeste De Ubarana	655%	36.847,32	-	-	-
36	Camorim	130%	8.752,98	7.418,80	-	15,77
28	Uruguá	121%	7.049,91	1.440,24	-	42,95
3	Guaricema	70%	4.264,72	-	-	131,62
4	Abalone	62%	3.466,51	-	-	-
59	Bagre	52%	4.585,38	876,12	-	665,04

Estes 7 campos estão entre os 8 que apresentam maiores teores de WOR, com Pescada e Oeste de Ubarana nas duas primeiras posições. Aliadas a esse alto WOR, não existe *gas flooding* nesses campos e os valores de *gas flooding injection ratio* e *flaring-to-oil ratio* não são elevados quando comparados ao gás produzido. Ainda, todos estes campos não separam CO₂ devido à sua pequena concentração em seu gás natural associado, ou seja, seguem o caminho 2 no tratamento de gás natural. Isto facilita o menor custo de demanda de gás natural para a operação dos equipamentos de separação, por exemplo, não são encontrados *chiller*, *compressor* e *membrane* (caraterístico do caminho 7, de campos com altos teores de CO₂). Por estes motivos, estes campos apresentam maiores taxas de exportação de gás natural e maiores diferenças no EROI_{tot} para o EROI_{tot}. A exceção do TOP 8, relativo ao WOR, fica por conta do campo de Piranema, terceiro maior WOR, com 18.149 scf/bbl oil. Apesar de alta presença de gás, este campo possui elevado valor de *gas flooding injection ratio* (15.889 scf/bbl oil), que desvia parte da produção de gás, que poderia ser exportado.

Ademais, como convencionado na metodologia do trabalho, para aqueles campos que não possuem gasoduto para o transporte do gás natural ou que o *output* dado pelo OPGEE de gás exportado seja negativo, ou seja, sendo necessário uma importação de gás, foi considerado um F_{gas} igual a zero. Isso explica os casos em que a diferença entre EROI_{tot} para

o $EROI_{tot}$ é nula. Os campos que possuem gasoduto, mas que geraram vazão de gás exportado negativo estão representados na Tabela 20, junto com sua quantidade de gás disponível em 2019 e a produção total de gás natural, segundo a ANP (2019a).

Tabela 20 – Volume produzido e disponível para campos considerados não exportadores de gás natural.

Número	Campo	Volume disponível (Mm3)	Produção de Gás (Mm3)
6	Cioba	38,28	56,29
11	Berbigão	-	20.225,97
23	Serra	1.593,38	2.118,73
27	Tambuata	-	8.994,82
41	Búzios	-	3.475.710,12
48	Aratum	741,04	900,78
55	Pampo	-	27.224,53
56	Enchova	3.055,34	11.271,64
57	Mero	-	893.125,85
60	Cherne	1.451,79	38.875,43

Assim, é possível observar que a convenção adotada foi coerente para 5 campos: Berbigão, Tambuata, Búzios, Pampo e Mero. Nestes campos todo gás produzido foi consumido internamente, reinjetado ou queimado no *flare*. Já nos outros campos restantes, na realidade, ainda existiu exportação de gás, com destaque para Cioba, Serra e Aratum, onde o gás disponível foi bem representativo comparado ao gás produzido. Portanto, nestes 5 campos, o $EROI_{tot}$ foi subestimado, desconsiderando a corrente de saída geradora de energia F_{gas} . Isso era esperado devido à quantidade de fatores de conversão dentro da ferramenta que considera certa uniformidade dos processos ocorrido nas plataformas. Por exemplo, existem algumas condições operacionais idênticas para os equipamentos, como os processos de desidratação e estabilização do óleo e de desidratação do gás. Assim, cada plataforma apresenta equipamentos com condições mais específicas que a ferramental, que, em seu estado atual, não consegue ainda traduzir. Entretanto, a análise e a premissa podem ser consideradas viáveis, já que pelo menos acertou metade da quantidade de campos não exportadores, mesmo com a infraestrutura montada (presença de gasoduto).

4.2.2 EROI por Produção

Analisando os resultados de $EROI_{oil}$, em relação à quantidade produzida de óleo em 2019 em barris, bbl (ANP, 2019a; ANP, 2020d), e de $EROI_{tot}$, em relação à quantidade de óleo e gás produzida no mesmo ano em barris de óleo equivalente, bep (ANP, 2019a; ANP, 2020d), foram geradas a Tabela 21, em ordem crescente de produção total de óleo e gás e com MM representando milhão, e os gráficos da Figura 21 e da Figura 22. Nestes dois últimos, foram traçadas regressões lineares para verificar tendências gerais dos resultados.

Tabela 21 – Dados de EROI e de produção por campo em 2019, em ordem crescente de produção total de óleo e gás (bep).

Número	Campo	Óleo (MMbbl)	EROI oil	Total (MMbep)	EROI tot
19	Linguado	0,004	50,83	0,004	52,02
24	Dom João Mar	0,008	35,02	0,008	35,02
4	Abalone	0,009	75,63	0,014	122,27
59	Bagre	0,028	6,84	0,047	10,39
6	Cioba	0,056	81,27	0,056	81,27
10	Agulha	0,076	71,18	0,076	71,30
2	Oeste De Ubarana	0,013	19,10	0,086	144,09
7	Tartaruga	0,113	79,59	0,122	79,59
48	Aratum	0,203	17,67	0,206	17,67
3	Guaricema	0,135	72,55	0,220	123,28
1	Pescada	0,027	14,13	0,256	151,76
15	Atum	0,265	62,28	0,280	65,45
27	Tambuatá	0,238	29,93	0,283	29,93
36	Camorim	0,124	10,03	0,285	23,06
22	Vermelho	0,350	39,53	0,358	39,83
17	Pargo	0,369	54,08	0,377	54,81
8	Espada	0,434	77,42	0,447	79,30
14	Xaréu	0,458	65,15	0,469	66,11
26	Curimã	0,383	25,14	0,477	31,08
23	Serra	0,556	37,54	0,562	37,54
5	Voador	0,497	72,32	0,577	83,84
33	Enchova Oeste	0,712	24,77	0,734	24,82
44	Salema	0,724	17,08	0,814	18,55
62	Ubarana	0,605	4,06	0,842	4,90
56	Enchova	0,900	12,76	0,951	12,76
43	Garoupa	1,118	17,58	1,231	18,74
29	Baleia Anã	1,205	28,05	1,239	28,19
31	Bonito	1,287	24,08	1,434	26,01

Tabela 21 – Dados de EROI e de produção por campo em 2019, em ordem crescente de produção total de óleo e gás (bep) – Continuação.

Número	Campo	Óleo (MMbbl)	EROI oil	Total (MMbep)	EROI tot
11	Berbigão	1,723	69,65	1,814	69,65
46	Bijupirá	1,739	17,53	1,834	17,81
53	Namorado	1,683	13,01	2,040	14,64
9	Tubarão Martelo	2,119	78,72	2,131	78,72
60	Cherne	1,976	9,45	2,162	9,45
55	Pampo	2,271	13,16	2,393	13,16
21	Polvo	3,067	41,89	3,083	41,89
61	Piranema	0,908	5,81	3,367	6,57
38	Ostra	3,249	21,53	3,377	21,71
34	Marimbá	3,376	23,46	3,579	24,12
45	Golfinho	3,462	17,59	3,722	18,07
39	Caratinga	3,619	19,73	4,054	21,53
28	Uruguá	2,143	12,99	4,384	28,66
16	Papa-Terra	6,066	56,79	6,206	57,59
13	Atlanta	6,922	66,23	7,099	67,25
25	Baúna	6,938	32,98	7,131	33,12
30	Frade	6,925	26,26	7,329	27,21
50	Albacora Leste	7,010	15,67	7,794	16,55
37	Albacora	8,454	21,62	9,023	22,38
18	Argonauta	9,933	51,66	10,342	53,43
35	Lapa	9,250	23,43	10,979	23,43
32	Barracuda	15,618	23,42	16,959	24,92
57	Mero	13,115	11,45	17,709	11,45
47	Sul de Tupi	16,557	17,16	19,745	17,77
42	Marlim Leste	20,096	18,39	21,654	19,09
12	Peregrino	22,318	67,87	22,305	67,87
51	Marlim	27,336	16,47	28,964	16,54
20	Tartaruga Verde	34,470	45,31	36,273	47,55
58	Marlim Sul	49,205	10,44	53,455	10,63
40	Roncador	58,784	19,01	66,829	20,96
54	Jubarte	74,871	12,71	84,509	13,61
49	Sapinhoá	86,056	16,26	104,368	17,26
41	Búzios	91,967	20,06	109,451	20,06
52	Tupi	345,217	13,99	418,857	14,69

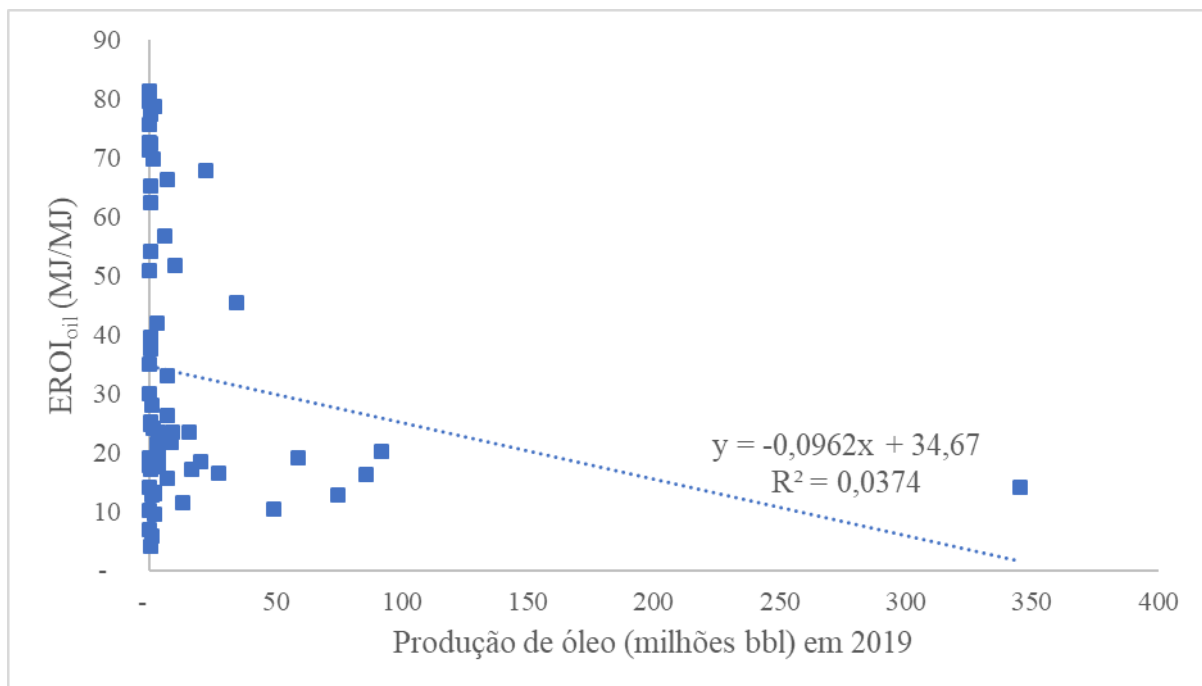


Figura 21 – EROI_{oil} versus produção de óleo (bbl) em 2019.

Na Figura 21, é observável o EROI_{oil} versus a produção de óleo (bbl). Devido ao super campo de Lula, com quase 350 milhões barris, em 2019, o gráfico acaba por sofrer problemas de escala, acabando por agregar muitos campos com baixa produção, no início do eixo x. Ainda, estatisticamente, mesmo que exista uma baixa correlação dos dois parâmetros (R^2 baixo), existe uma tendência geral de diminuição do EROI_{oil} com o aumento de produção de óleo: para cada milhão de barris de óleo anual, o EROI_{oil} sofre um decréscimo de 0,10.

Novamente, estes resultados estão de acordo com o esperado para os campos mais novos, localizados no Pré-Sal, com alta produção de óleo de possuírem EROIs mais baixos, devido à desafios operacionais mais complexos, como águas ultraprofundas, maior distância até a costa e maior demanda energética no tratamento do gás natural, por possuir mais CO₂ em seu gás associado.

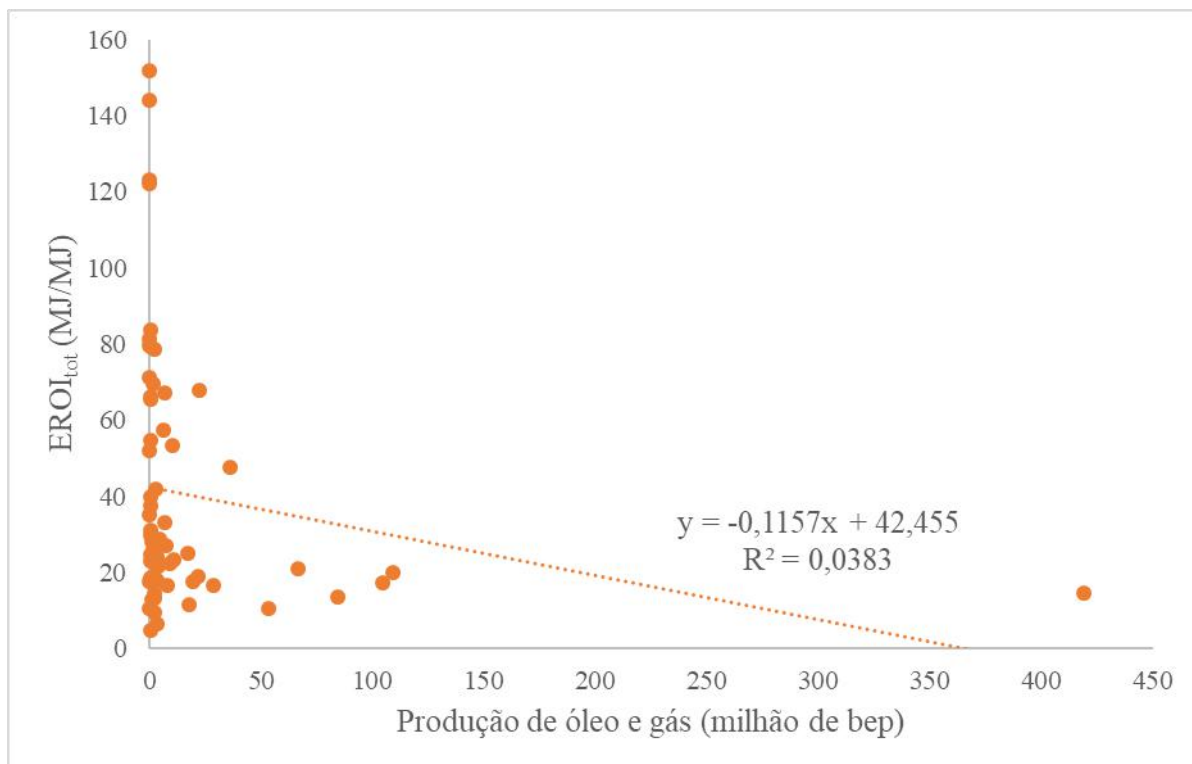


Figura 22 – EROI_{tot} versus produção de óleo e gás (bep) em 2019.

Novamente, assim como para o EROI_{oil}, a tendência geral é de queda do EROI_{tot} com o aumento da produção total de óleo e gás: para cada milhão de barril de óleo equivalente produzido no ano de 2019, o EROI_{tot} sofre decréscimo de 0,12. Analogamente ao resultado anterior, esta tendência nos dados também era esperada, devido a maior complexidade da extração de óleo e gás dos grandes reservatórios brasileiros. Ou seja, mesmo um aumento da geração de energia, aumentando o numerador do EROI, não é suficiente frente à energia consumida, que impacta o seu denominador, fazendo com que o indicador de retorno de energia sobre o investimento diminua.

Ainda, é importante ressaltar, novamente, como frisado na Revisão Bibliográfica, que o trabalho lida com retorno energético sobre o investimento, ou seja, a razão de energia gerada sobre a energia consumida, diferentemente da energia líquida que seria a diferença entre energia gerada menos consumida. Portanto, apesar de campos com menos expressão localizados fora do Pré-Sal possuírem altos valores para EROI_{oil} e EROI_{tot}, isto apenas significa que são mais eficientes em energia. Por exemplo, apesar de EROIs baixos, Tupi e Búzios, entregam à sociedade muito mais energia líquida, por seu expressivo volume de produção de óleo e gás.

4.2.3 EROI por Distância à Costa

Analisando os EROIs, em relação à distância do campo à costa, obteve-se o gráfico da Figura 23. Novamente, foram traçadas linhas de tendências para traduzir um comportamento geral dos dados: para cada km de distância do campo à costa, há um aumento médio de 0,17 no $EROI_{oil}$ e 1,05 no $EROI_{tot}$.

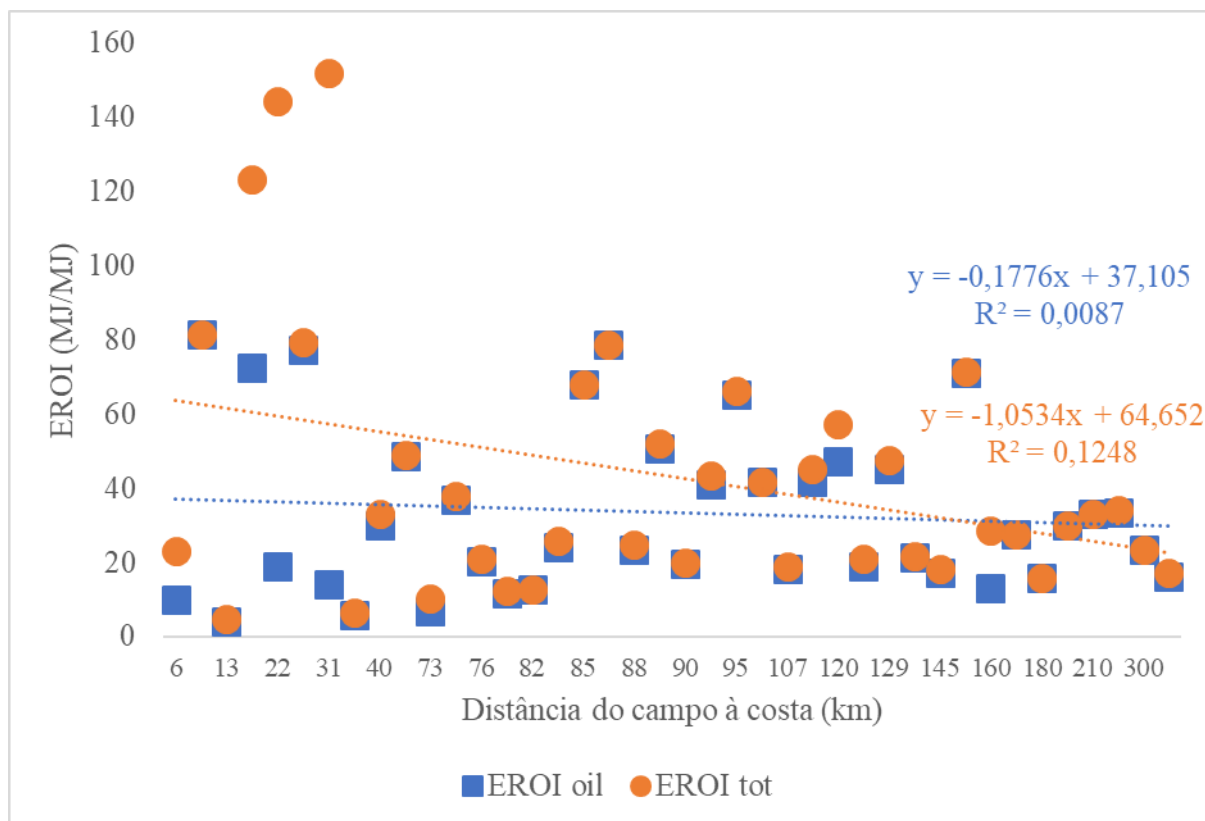


Figura 23 - $EROI_{oil}$ e $EROI_{tot}$ versus distância do campo à costa (km) em 2019.

Estes valores de EROIs são impactados pela distância do campo à costa, devido aos custos energéticos envolvidos no transporte de óleo e gás, que representam 9,8% da demanda total de energia no segmento de E&P. Ainda, como, convencionado na Metodologia, todo óleo é transportado por navios petroleiros que usam combustíveis residuais e todo gás natural exportado é transportado por meio de gasodutos, operados através da eletricidade. Assim, pela diferença entre os coeficientes angulares das regressões traçadas (-0,17 para $EROI_{oil}$ e -1,05 para $EROI_{tot}$), pode ser observado que o transporte de gás, pelos gasodutos, consome mais energia que o transporte de óleo pelos navios petroleiros, corroborando a mesma constatação da seção 4.1. Isto é esperado, devido aos altos custos energéticos envolvidos na compressão

do gás natural para o transporte via gasodutos. Assim, a modificação do OPGEE neste trabalho, com a adição do cálculo da demanda de transporte de gás natural por gasodutos, foi importante para a melhor tradução do $EROI_{tot}$.

4.2.4 EROI por Profundidade de Reservatório

A profundidade do reservatório representa um desafio tecnológico e operacional para as fases de exploração, desenvolvimento e produção de um campo. Assim, foi gerado um gráfico do comportamento dos EROIs com a profundidade do reservatório (lâmina d'água mais subsolo marinho perfurado, até a chegada no reservatório para extração) na Figura 24, para analisar suas relações.

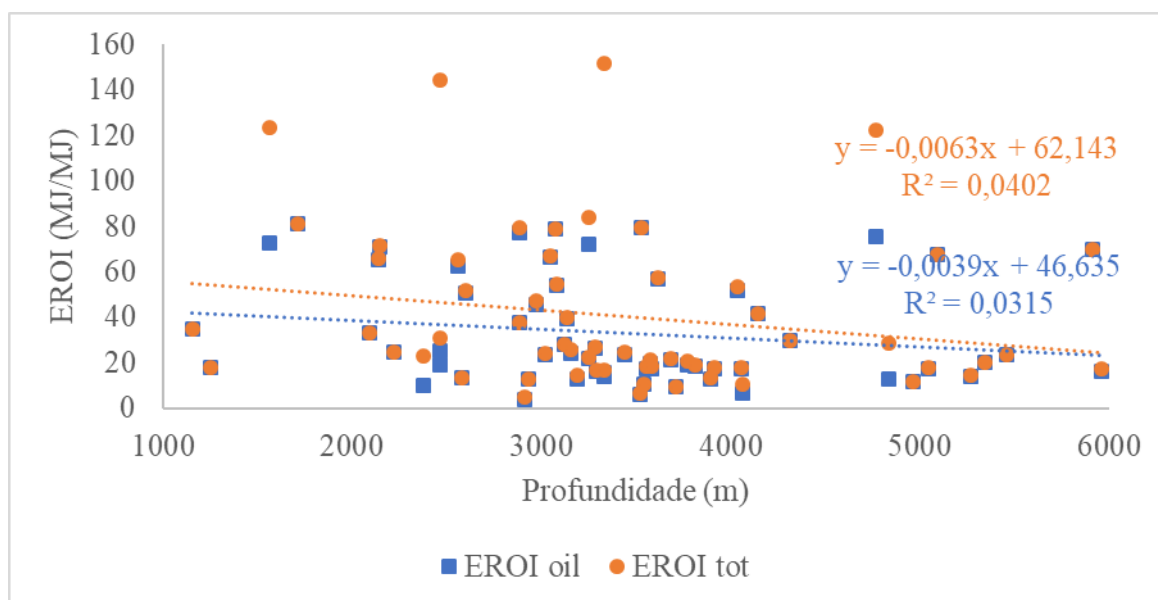


Figura 24 - $EROI_{oil}$ e $EROI_{tot}$ versus profundidade de reservatório (m) em 2019.

Novamente, foram traçadas regressões lineares para traduzir o comportamento dos dados de EROI, em relação à profundidade de reservatório: a cada 100 m de profundidade, o $EROI_{oil}$ diminui em 0,4 e o $EROI_{tot}$ diminui em 0,6. Este comportamento era esperado já que os custos energéticos de perfuração de poços e de extração de óleo e gás de reservatórios mais profundos são maiores. Ainda, na Figura 25 os dados foram agrupados, em raso (até 1000 m), profundo (entre 1000 m e 4000 m) e ultraprofundo (maior que 4000 m) e analisados na forma de um gráfico.

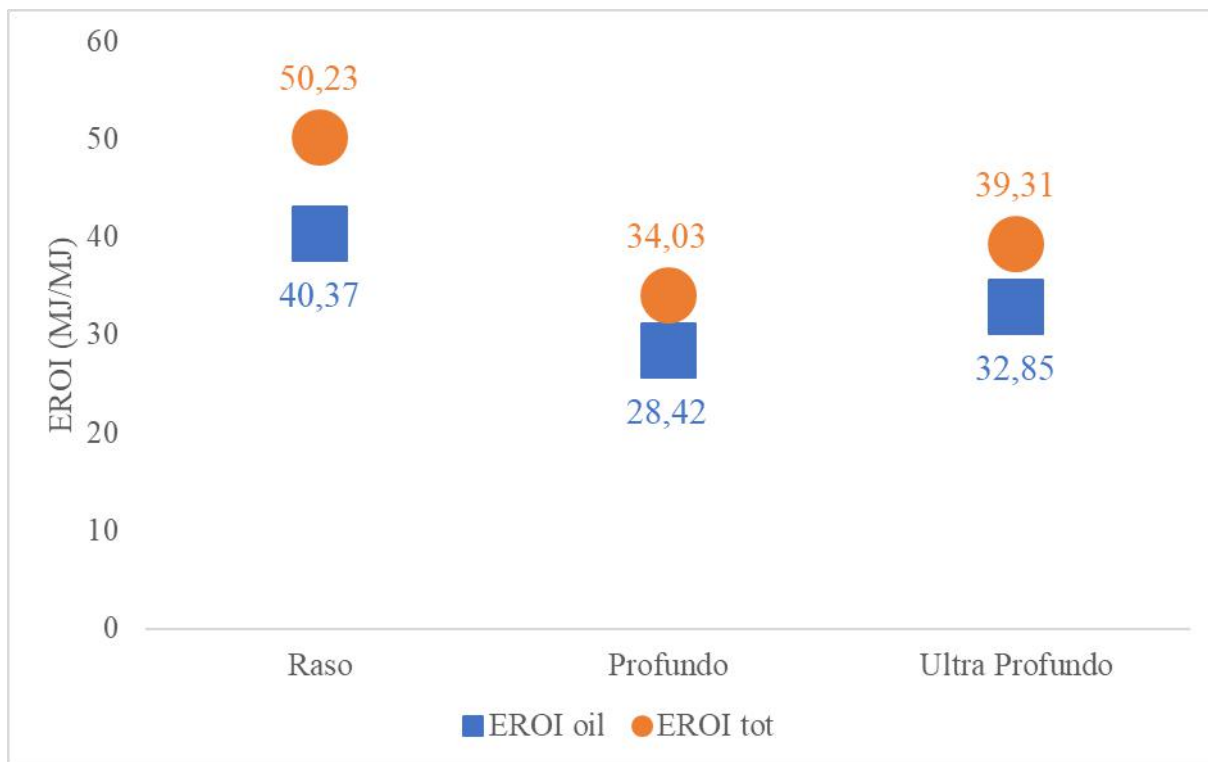


Figura 25 - EROI_{oil} e EROI_{tot} versus classificação de profundidade em 2019.

Assim, é possível observar que os campos rasos possuem maiores retornos, tanto de EROI_{oil} quanto de o EROI_{tot}. Novamente, isso pode ser explicado devido à menor demanda energética destes campos, nas fases de atividade perfuratória e produção, por extraírem petróleo mais próximo à superfície do mar. Neste raciocínio, era de se esperar que os ultraprofundos apresentassem EROIs menores que os profundos. Porém, devido à expressiva produção destes campos, o numerador de EROI tende a aumentar e contrabalancear estes custos de energia devido à maior profundidade. Assim, os campos ultraprofundos conseguem apresentar EROIs ligeiramente superiores aos campos profundos.

Ainda, as diferenças entre EROI_{oil} e EROI_{tot} são apresentadas na Tabela 22. De maneira geral, para as três situações, o gás exportado aumenta mais de 20% o retorno de energia sobre o investimento. Os reservatórios rasos apresentam maior incremento percentual (24%), quando gás é exportado e reservatórios profundos e ultraprofundos representam 20% de aumento. Portanto, em ressonância com a análise em 4.1.1.1, a exportação de gás natural é um fator determinante no aumento do EROI.

Tabela 22 – Diferenças entre $EROI_{oil}$ e $EROI_{tot}$ para campos rasos, profundos e ultraprofundos.

Profundidade	$EROI_{oil}$	$EROI_{tot}$	Dif. $EROI$	Aumento (%)
Raso	40,37	50,23	9,86	24%
Profundo	28,42	34,03	5,61	20%
Ultra Profundo	32,85	39,31	6,46	20%

Ademais, na Figura 26, um gráfico 3D mostra como o $EROI_{tot}$ varia com a profundidade do campo (km) e a distância à costa (km). A tendência geral é a mesma já detectada anteriormente: quanto maior a distância do campo à costa e maior a profundidade, menor o retorno energético. Porém, dois campos se apresentam como exceção a esta regra, com valores elevados de retorno energético, situados em águas ultraprofundas e com elevada distância para o transporte de óleo e gás por meio de navios petroleiros e gasodutos: Berbigão, com 230 km de distância à costa, 5,9 km de profundidade de reservatório e $EROI_{tot}$ de 69,65 e Abalone, com 120 km de distância à costa, 4,7 km de profundidade e $EROI_{tot}$ de 122,27. O campo de Berbigão, dentre os campos do Pré-Sal é o que possui menor %CO₂ no gás associado (5%), não necessitando de processos de separação do dióxido de carbono (caminho 7), diminuindo sua demanda energética de tratamento do gás natural e apresenta alta razão de produção de óleo sobre o número de poços produtores (4.718 bbl/d em 2 poços produtores), ou seja, é mais eficiente sua extração de óleo e gás. Já o campo de Abalone, além de apresentar ganho considerável quando comparado o $EROI_{tot}$ com o $EROI_{oil}$ já discutido, tem óleo grau API de 38,2, ou seja, é um óleo leve, com maior valor agregado.

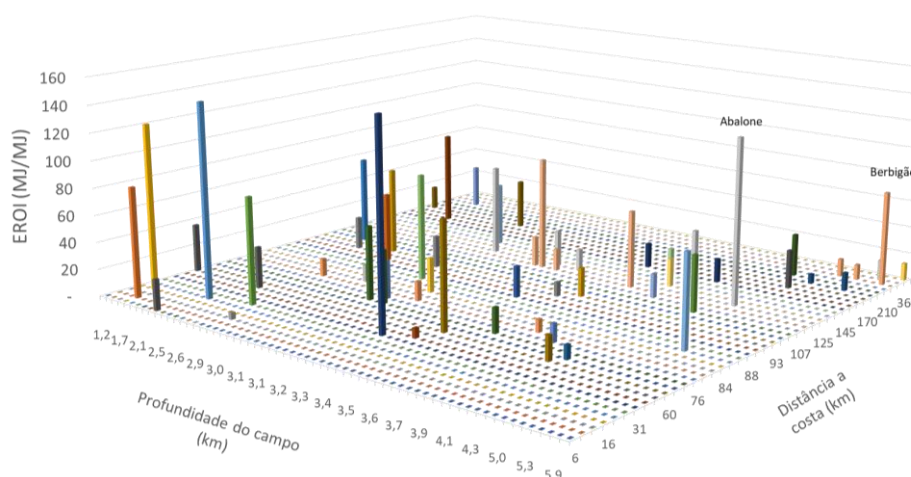


Figura 26 – $EROI_{tot}$ versus profundidade do reservatório (km) e distância do campo à costa (km).

Uma análise de EROIs pela pressão de reservatório não foi realizada, já que, através do trabalho de Matias *et. al* (2015), foi estimada a pressão em função da profundidade. Portanto, quanto mais profundo, maior é a pressão, e, assim, de maneira análoga à análise por profundidade, quanto maior a pressão de reservatório, menor será o retorno energético.

4.2.5 EROI por Concentração de CO₂ no gás natural

Analisando a percentagem de CO₂ no gás natural, foi elaborado o gráfico da Figura 27. Na média, os EROIs diminuem, quanto maior presença de gás carbônico. Este resultado é coerente devido aos maiores custos no tratamento do gás natural, com possíveis inclusões de equipamentos específicos que tem alta demanda energética, como os compressores para o funcionamento da membrana de separação de CO₂, por exemplo.

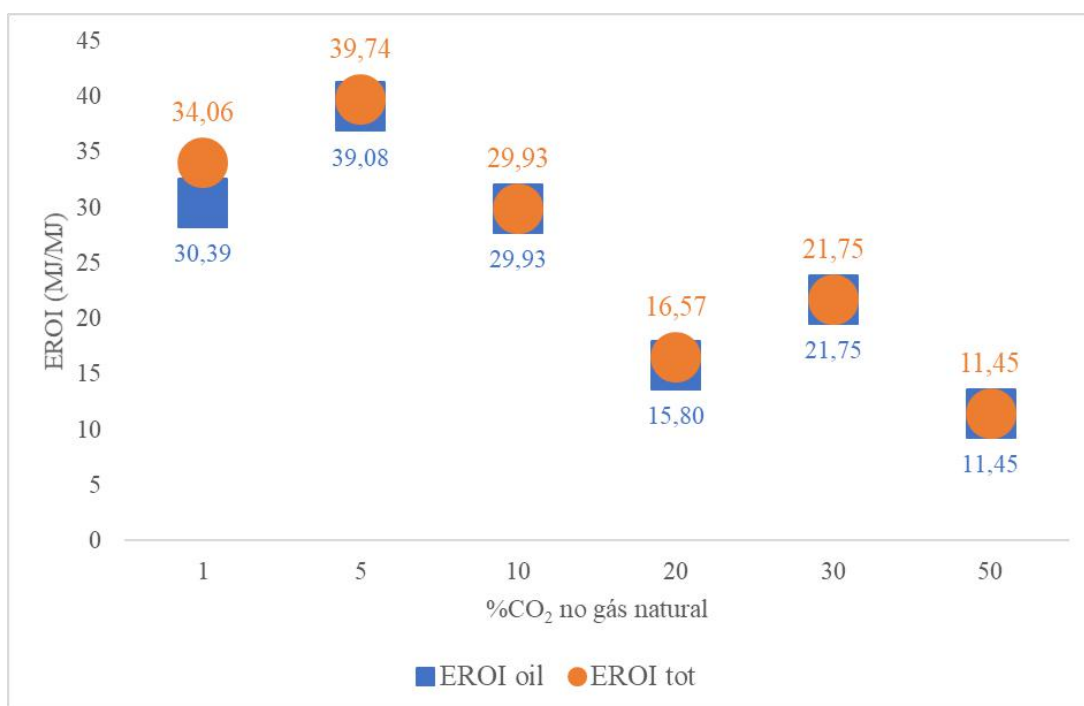


Figura 27 – EROI_{oil} e EROI_{tot} versus %CO₂ no gás natural.

O menor EROI encontra-se em campos com 50% de CO₂ em seu gás, representado apenas o campo de Mero. Existe ainda uma clara separação entre os campos com 1, 5 e 10% de CO₂ dos de 20, 30 e 50%. Isto acontece devido à inclusão de mais equipamentos de tratamento do gás natural, aumentando seu custo energético, ou seja, o caminho de tratamento

está passando do caminho 2 para o caminho 7, com a adição de *chiller*, *compressor* e *membrane*.

4.2.6 EROI por Ambiente

Na Figura 28, está representado o comportamento dos EROIs, em relação ao ambiente: Pré-Sal e Pós-Sal. Como esperado, devido aos outros fatores associados, como maior distância do campo à costa, maior profundidade e maiores presenças de CO₂ no gás associado, o Pré-Sal apresenta EROIs menores que do Pós-Sal.

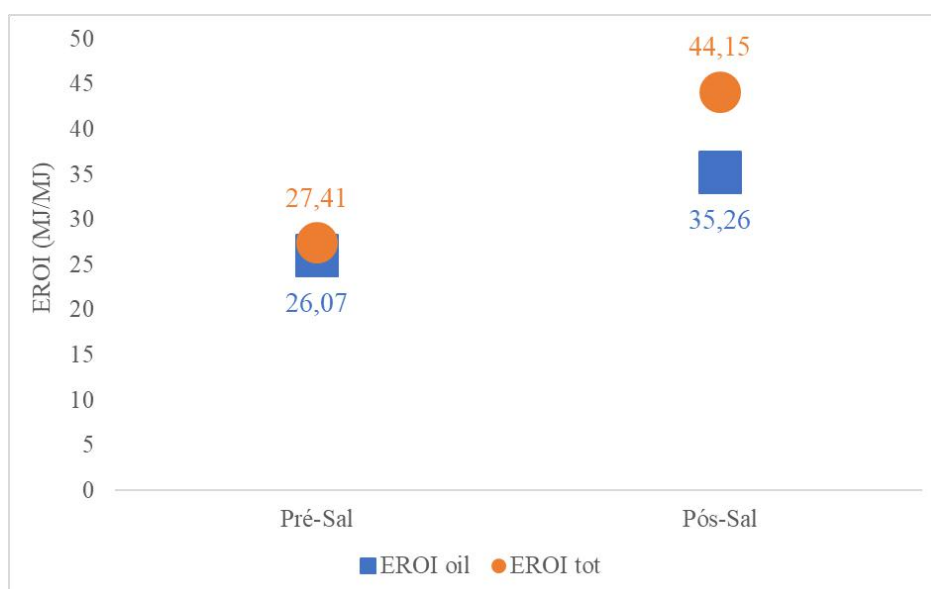


Figura 28 - EROI_{oil} e EROI_{tot} versus ambiente (Pré-Sal e Pós-Sal).

Ainda, o uso do gás natural exportado representa maior aumento no EROI_{tot} de campos do Pós-Sal, o que facilita maiores taxas de exportação neste ambiente, de maneira eficiente energeticamente. Comparando o resultado do Pré-Sal, EROI_{tot} igual a 27,41, com o de Clasen e Agostinho (2019), igual a 18, pode-se perceber um aumento. Esses dois trabalhos, no entanto, apresentam metodologias distintas que dificultam uma comparação com maior grau de precisão. Além disso, é interessante ressaltar que somente alguns campos foram estudados por aquele trabalho, enquanto neste trabalho foram analisados todos os campos do Pré-Sal. Um dos campos do Pré-Sal que tende mais a média para cima, Berbigão com EROI_{tot} de 69,65, não estava presente neste trabalho em comparação, o que pode ajudar a explicar os maiores valores encontrados neste trabalho.

4.2.7 EROI por Bacia

A Figura 29 mostra como se comportam os EROIs em diferentes bacias. As bacias do Nordeste (Potiguar, Ceará, Sergipe e Recôncavo) apresentam os maiores valores de $EROI_{oil}$ e $EROI_{tot}$, enquanto as bacias, localizadas no Sudeste (Campos, Santos e Espírito Santo) apresentam os menores retornos de energia. Este resultado também era esperado, seguindo as características mais brandas de produção dos campos nordestinos, como águas rasas e menores desafios operacionais. Os campos de Campos e Santos apresentam baixo retorno, devido a todos os argumentos até aqui apresentados, como campos mais profundos, mais distantes da costa e com maior teor de CO_2 , por exemplo. Ainda, Santos tem o pior desempenho de eficiência energética quando comparado a Campos, devido, principalmente, a maior participação de campos do Pré-Sal nesta bacia.

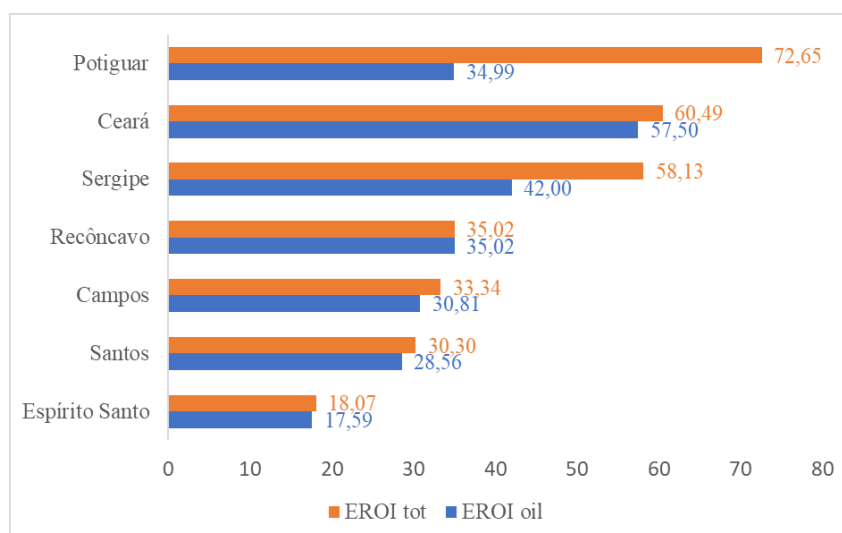


Figura 29 - $EROI_{oil}$ e $EROI_{tot}$ por bacia.

Ainda, é possível a comparação das diferenças entre $EROI_{oil}$ e $EROI_{tot}$ das bacias de Campos (3,03) e Santos (1,74) com o trabalho de Oliveira (2019), que encontrou valores médios de EROI de gás natural de 3 e 8, respectivamente. Neste presente trabalho, portanto, a Bacia de Santos apresentou menor potencial de exportação de gás natural. Novamente, as metodologias entre os estudos são diferentes, mas é perceptível pela Figura 29 que as bacias de Sergipe e Potiguar apresentam maiores oportunidades de aumento de eficiência energética com o aumento da quantidade de gás natural disponível.

Ademais, as bacias do Recôncavo e Espírito Santo, carecem de uma maior amostra de campos produtores, nesta análise, pois o campo de Golfinho foi o único com produção ativa

no ano de 2019 na Bacia do Espírito Santo e Dom João Mar na Bacia o único na bacia do Recôncavo. Portanto os resultados destas bacias são iguais aos indicadores destes campos individuais.

4.2.8 EROI por Operadora

Comparando os resultados de EROI com a operadora responsável pela gestão do campo foi obtido o gráfico da Figura 30. A Maha Energy apresenta maior média de EROIs, com seu único campo de Tartaruga, seguido da Equinor com seu campo de Peregrino e Enauta com Atlanta. Portanto as três operadoras com maior eficiência energética apresentam carteira única de campo produtor, porém com altos ganhos de energia por energia consumida.

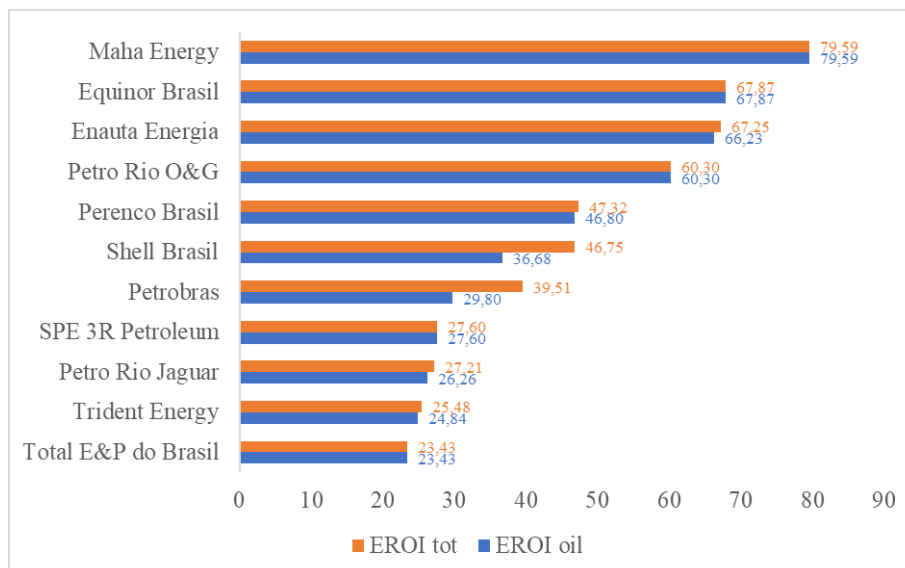


Figura 30 - EROI_{oil} e EROI_{tot} por operadora.

Já a Total (Lapa), Trident (Enchova Oeste, Enchova, Bonito, Pampo, Marimbá e Linguado) e Petro Rio Jaguar (Frade) apresentam menores EROIs. Nos últimos anos, a Trident adquiriu estes campos da Petrobras e, possivelmente, permitiu a Petrobras aumentar seu EROIs médio com a venda destes campos mais antigos e com menor eficiência energética.

Ainda, a Shell e a Petrobras se apresentam como as operadoras com maior ganho de retorno de energia com a introdução de exportação de gás natural, obtendo uma diferença entre EROI_{oil} e EROI_{tot} de 10,07 e 9,71, respectivamente.

4.3 ANÁLISE DE COMPONENTES PRINCIPAIS

Com uso da ferramenta de estatística Xlstat, foi realizada análise de componentes principais (PCA). Para melhor visualização, em algumas situações, os campos serão representados por números, já alocados na Tabela 17, e os 27 parâmetros serão representados por letras, conforme a Tabela 23. Nesta última tabela também são apresentados o mínimo, máximo, média e desvio padrão das variáveis.

Tabela 23 – Código, mínimo, máximo, média e desvio padrão das variáveis do PCA.

Código	Variável	Mínimo	Máximo	Média	Desvio padrão
A	Water reinjection	0	1	0,63	0,49
B	Natural gas reinjection	0	1	0,71	0,46
C	Water flooding	0	1	0,37	0,49
D	Gas lifting	0	1	0,45	0,50
E	Gas flooding	0	1	0,29	0,46
F	Field age	0,25	65,08	24,00	14,85
G	Field depth	3.795,67	19.563,66	11.266,00	3.490,78
H	Oil production volume	10,17	945.151,27	42.363,34	129.171,19
I	Number of producing wells	1	49	9,39	9,83
J	Number of water injecting wells	1	38	7,68	5,02
K	Reservoir pressure	1.722	9.800	5.305,86	1.765,44
L	API gravity	14	55	27,13	7,56
M	% CO ₂	1	50	6,05	8,42
N	Gas-to-oil ratio (GOR)	35,35	55.602,69	2.815,07	8.595,10
O	Water-to-oil ratio (WOR)	0	19,00	2,66	3,78
P	Water injection ratio	0	26,02	1,16	3,44
Q	Gas lifting injection ratio	0	7.418,80	597,60	1.191,09
R	Gas flooding injection ratio	0	15.889,48	377,19	2.037,51
S	Flood gas	1	3	1,67	0,51
T	Fraction of remaining natural gas reinjected	0	1	0,26	0,42
U	Fraction of produced water reinjected	0	1	0,48	0,47
V	Associated Gas Processing Path	2	7	2,48	1,49
W	Flaring-to-oil ratio	0	665,04	95,54	130,50
X	Ocean tanker distance	3,73	223,69	68,21	41,97
Y	Pipeline distance	0	260,98	81,84	78,07
Z1	EROI _{oil}	4,06	81,27	33,18	23,47
Z2	EROI _{tot}	4,90	151,76	40,37	33,63

Comparando o desvio padrão em relação à média, temos que as variáveis mais dispersas, considerando o desvio padrão maior que a média, são *water flooding ratio*, *gas lifting*, *gas flooding*, *oil production volume*, % CO₂ no gás, GOR, WOR, *water injection*

ratio, *gas lifting injection ratio*, *gas flooding injection ratio*, *fraction of remaining natural gas reinjected* e *flaring-to-oil ratio*. Portanto, o volume de produção de óleo e gás, a % CO₂ e as técnicas de injeção de gás e água sofrem grande variação campo a campo no cenário *offshore* brasileiro.

Na Tabela 24, está representado parte da matriz de correlação gerada que é base para o PCA, com enfoque nos resultados de correlação das variáveis EROI_{oil} e EROI_{tot} com as demais variáveis. A matriz de correlação completa encontra-se no Anexo 2. Em negrito estão valores diferentes de zero, com um nível de significância alfa igual a 0,05

Tabela 24 – Correlação entre EROI_{oil} e EROI_{tot} com as demais variáveis.

Variáveis	EROI _{oil}	EROI _{tot}
EROI _{oil}	1,0	0,7
EROI _{tot}	0,7	1,0
Water reinjection	0,4	0,4
Fraction of remaining natural gas reinjected	0,1	-0,1
Gas flooding	0,0	-0,1
Natural gas reinjection	0,0	0,1
Number of water injecting wells	-0,1	0,0
Flaring-to-oil ratio	-0,1	-0,1
API gravity	-0,1	0,4
Field age	-0,1	-0,1
Ocean tanker distance	-0,1	-0,3
Water-to-oil ratio (WOR)	-0,2	-0,2
CO ₂	-0,2	-0,1
Field depth	-0,2	-0,2
Reservoir pressure	-0,2	-0,2
Gas flooding injection ratio	-0,2	-0,2
Oil production volume	-0,2	-0,2
Gas-to-oil ratio (GOR)	-0,2	0,5
Associated Gas Processing Path	-0,2	-0,2
Number of producing wells	-0,2	-0,2
Water injection ratio	-0,3	-0,2
Flood gas	-0,3	-0,2
Fraction of produced water reinjected	-0,3	-0,4
Water flooding	-0,4	-0,4
Pipeline distance	-0,4	-0,4
Gas lifting injection ratio	-0,4	-0,3
Gas lifting	-0,6	-0,6

Para o EROI_{oil}, existe uma correlação positiva com EROI_{tot} e *water reinjection*. O resultado de correlação de EROI_{oil} e EROI_{tot} era esperado já que são duas formas de medição

do retorno energético, uma considerando óleo e a outra óleo e gás. A variável booleana *water reinjection*, com correlação 0,4 indica que o uso da técnica de reinjeção de água é favorável a uma maior eficiência energética.

Como correlações negativas do $EROI_{oil}$, estão o *water injection ratio*, *flood gas*, *fraction of produced water reinjected*, *water flooding*, *pipeline distance*, *gas lifting injection ratio* e *gas lifting*. Assim, apesar da reinjeção de água ser um fator importante no aumento do $EROI_{oil}$, o aumento da razão de injeção atua no sentido contrário, ou seja, deve existir uma vazão de injeção de água ótima para o aumento do retorno energético. De maneira análoga, os parâmetros relacionados à reinjeção de gás e uso de gas lift apresentam mesmo comportamento, que promove a diminuição do $EROI_{oil}$. Estes resultados são corroborados pela literatura que indica vazões ótimas de injeção de água e gás para não afetar a produção de óleo e gás (SHEDID; YAKOOT, 2016). Para os parâmetros *pipeline distance* e *flood gas* era esperado este comportamento de correlação negativa. Quanto maior a distância do gasoduto, maiores serão os gastos energéticos com compressores, fato que fica bem claro também na Figura 23, onde se plotou os resultados de EROI com a distância do campo. O destaque aqui é a não presença da distância dos navios tanques. Mais uma vez, o custo de transporte de gás natural se apresenta maior que o do de transporte de óleo. O *gas flood* é uma variável discreta, na qual 1 indica injeção de gás natural e 3 injeção de CO_2 . Portanto, uma correlação negativa, indica que quanto maior a reinjeção de dióxido de carbono, ou seja, quanto mais CO_2 estiver presente no reservatório, maior será o gasto energético, diminuindo o $EROI_{oil}$. Isto é coerente devido às maiores demandas de equipamentos para a separação deste CO_2 , antes de sua reinjeção.

Já em relação ao $EROI_{tot}$, além das variáveis com correlação positivas já citadas para o $EROI_{oil}$, o GOR também é um fator de aumento de eficiência. Este resultado é coerente, já que quanto maior razão gás óleo, maior quantidade de gás é produzida e maior é a probabilidade deste gás ser exportado. Ainda, o grau API também apresentou correlação positiva, ou seja, quanto mais leve é o petróleo, maior é a eficiência energética.

Já entre as correlações negativas do $EROI_{tot}$, algumas variáveis são alteradas quando comparado $EROI_{oil}$. O *water injection ratio* e o *flood gas* diminuem sua participação negativa, ficando de fora dos parâmetros significativos estatisticamente. Ainda, a *ocean tanker distance* aparece como um dos fatores que mais influenciam negativamente. Este resultado era esperado, assim como o da distância de transporte de gás natural. Porém, novamente, mesmo no $EROI_{tot}$, o custo do transporte de gás natural é maior que o de óleo por navio petroleiro.

A Figura 31 traz o *Scree Plot*, onde é analisado os autovalores gerados e suas variabilidades acumuladas. Tomando como corte a variabilidade de 80%, temos que os 27 parâmetros podem ser representados por apenas oito componentes principais, representando mais de 83% da variabilidade dos dados.

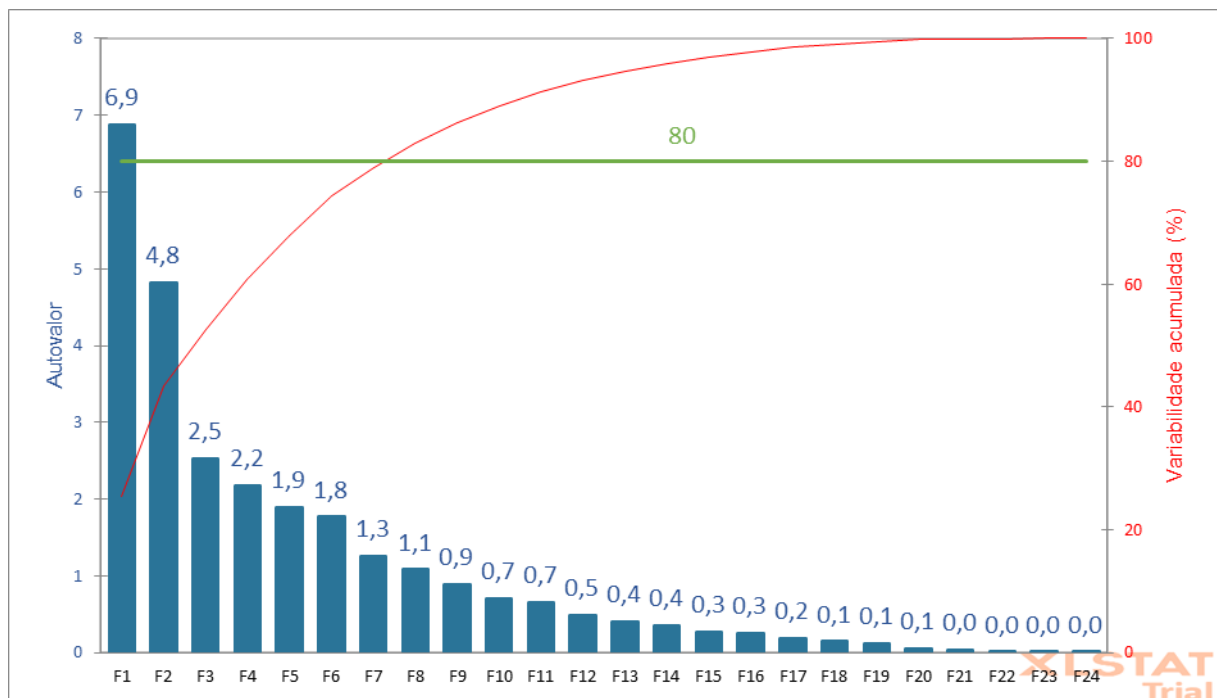


Figura 31 – Scree Plot do PCA.

Na Tabela 25, são apresentados os *factors loadings*, que são as correlações entre as variáveis iniciais e os componentes principais em escala unitária. Os *loadings* das componentes principais F1 e F2, que representam 43,3% da variabilidade dos dados, também podem ser visualizados no gráfico da Figura 32.

Tabela 25 – Factor loadings para os 8 componentes principais.

Variável	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8
A	-0,562	0,630	-0,026	0,080	0,177	0,313	-0,230	0,196
B	-0,453	-0,705	0,391	0,126	-0,150	0,173	-0,216	-0,013
C	0,562	-0,630	0,026	-0,080	-0,177	-0,313	0,230	-0,196
D	0,099	-0,718	-0,383	0,048	0,126	-0,051	-0,205	0,179
E	0,453	0,705	-0,391	-0,126	0,150	-0,173	0,216	0,013
F	-0,451	-0,245	-0,400	0,121	0,057	0,404	0,386	0,105
G	0,801	0,130	0,124	-0,040	-0,211	-0,154	-0,353	0,161
H	0,663	-0,083	0,137	0,293	0,584	0,059	0,036	0,010
I	0,385	-0,336	0,033	0,276	0,670	-0,061	-0,150	-0,038
J	0,433	-0,152	0,171	0,357	0,700	-0,156	0,097	0,041
K	0,825	0,146	0,115	-0,029	-0,207	-0,130	-0,324	0,157
L	-0,118	0,253	-0,102	0,746	-0,193	-0,031	0,197	-0,196
M	0,648	0,402	-0,023	0,175	-0,166	0,410	0,214	0,126
N	-0,163	0,162	0,130	0,760	-0,266	-0,122	-0,058	-0,197
O	-0,339	-0,007	-0,253	-0,264	0,223	0,505	-0,043	-0,499
P	0,093	-0,513	-0,221	0,099	-0,208	-0,164	0,412	0,120
Q	-0,112	-0,497	-0,480	0,204	-0,079	0,018	-0,004	0,542
R	0,112	0,316	-0,400	0,355	-0,109	-0,237	-0,233	-0,305
S	0,684	-0,078	0,277	0,214	-0,200	0,529	0,075	0,114
T	0,272	0,720	-0,459	-0,185	0,142	-0,254	0,189	0,009
U	0,548	-0,583	-0,014	-0,161	-0,152	-0,248	0,244	-0,200
V	0,819	0,293	0,038	0,119	-0,095	0,366	0,175	0,104
W	-0,024	0,262	-0,592	0,190	-0,139	-0,154	-0,260	0,093
X	0,765	0,190	0,126	-0,295	-0,091	0,113	-0,016	-0,118
Y	0,705	-0,088	0,023	-0,010	-0,078	0,222	-0,118	-0,139
Z1	-0,361	0,436	0,518	-0,277	0,130	-0,263	0,213	0,233
Z2	-0,431	0,407	0,621	0,305	-0,079	-0,241	0,191	0,083

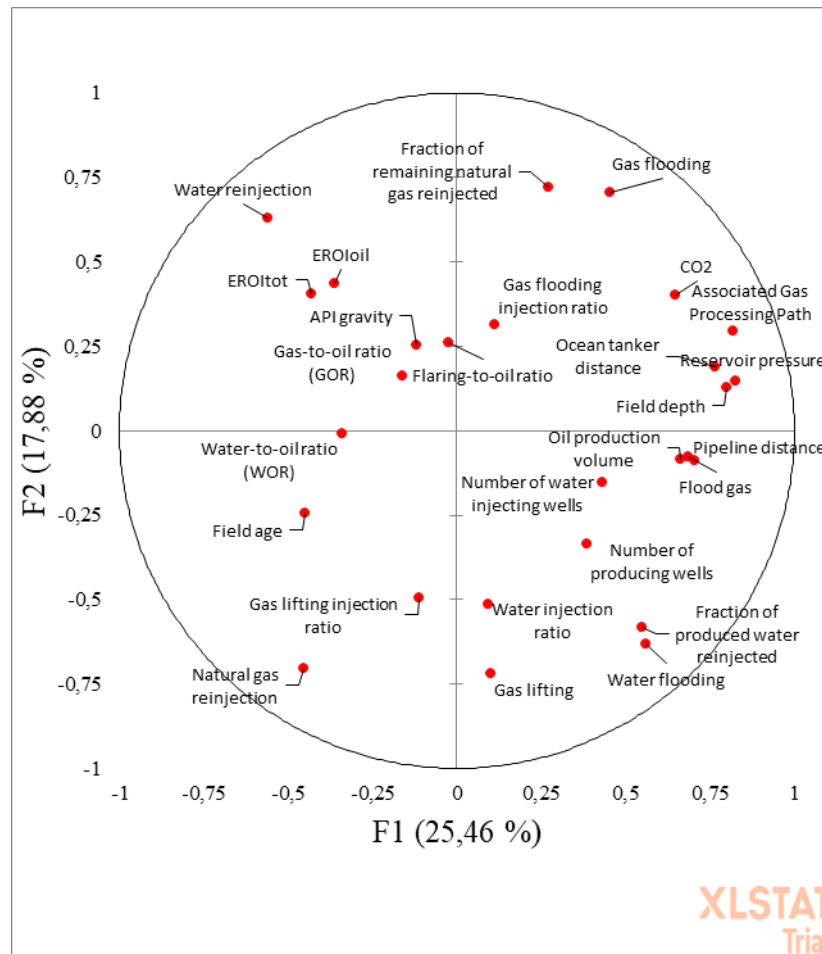


Figura 32 - Fator loadings dos componentes principais F1 e F2.

Comparando a posição das variáveis $EROI_{oil}$ e $EROI_{tot}$ no gráfico acima, pode-se corroborar algumas constatações discutidas na matriz de correlação. Quanto maior o *water reinjection*, o grau API e o WOR, maior o retorno de energia. Já, localizados simetricamente oposto no gráfico, *gas lifting*, *water injection ratio*, *water flooding* e *fraction of produced water reinjected* e *number of producing wells* contribuem para a diminuição dos EROIs.

Portanto, novamente, a técnica de *gas lifting* e a reinjeção em excesso de água tendem a diminuir a eficiência energética do campo. O número de poços produtores pode ser relacionado a produtividade de cada poço em um campo, quanto menos poços perfurados com alta produção de óleo e gás, melhor para a eficiência energética, já que será demanda menor energia para a exploração e desenvolvimento destes poços produtores.

A Tabela 26 e a Figura 33 apresentam os valores de *scores* para os 62 campos analisados. O *score* de uma observação, por exemplo para o primeiro componente, é a distância da origem, na direção do primeiro componente (vetor *loading*), até o ponto em que

essa observação se projeta no vetor de direção. Este indicador é importante na análise de cluster dos dados.

Tabela 26 – Scores por campo.

Nº	Campo	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8
52	Tupi	9,53	-0,72	1,18	3,58	6,38	0,37	0,70	0,14
41	Búzios	5,80	3,17	-0,02	0,70	-0,32	2,04	-0,35	0,89
49	Sapinhoá	7,44	1,53	0,83	-0,44	-1,86	1,15	0,49	-0,36
54	Jubarte	1,94	-3,11	0,51	0,93	2,29	-1,11	-0,33	-0,56
40	Roncador	2,17	-3,30	0,43	0,94	2,66	-1,07	-0,55	-0,09
58	Marlim Sul	2,03	-3,53	0,06	0,40	1,91	-0,37	-0,45	-0,99
20	Tartaruga Verde	-0,93	-0,23	1,17	0,05	0,63	0,14	-1,10	0,69
51	Marlim	0,50	-2,80	-0,28	-0,67	-0,22	-0,51	0,10	-0,48
47	Sul de Tupi	5,78	1,58	0,32	-0,74	-2,72	1,00	0,68	-0,48
42	Marlim Leste	1,47	-2,45	0,02	-0,60	-0,94	-0,28	-0,47	-0,57
12	Peregrino	-0,08	0,40	2,53	-1,32	0,05	-0,72	-1,26	0,92
32	Barracuda	0,48	-2,64	0,15	-0,20	-0,08	-0,85	0,04	-0,25
57	Mero	4,92	3,92	-1,00	0,84	-1,65	3,96	1,05	1,30
18	Argonauta	0,80	-1,23	2,03	-1,31	-0,54	-1,24	0,10	-0,47
35	Lapa	5,90	2,34	-0,18	-0,71	-2,21	0,42	1,02	0,50
11	Berbigão	1,95	4,12	-0,09	-1,30	-0,61	-2,11	-1,71	1,12
50	Albacora Leste	0,63	-2,65	-0,34	-0,92	-0,70	-0,34	-0,16	-0,52
37	Albacora	0,07	-2,45	-0,26	-0,64	-1,20	-0,36	0,31	-0,51
13	Atlanta	-0,96	3,13	0,33	-2,11	1,10	-1,99	0,33	0,85
30	Frade	-0,86	-0,53	0,31	-0,74	-0,21	0,80	-1,76	0,83
16	Papa-Terra	0,00	-1,07	2,05	-1,74	-0,81	-1,60	0,24	-0,36
25	Baúna	-0,29	1,60	-1,44	-1,02	0,95	-1,25	1,25	-0,33
45	Golfinho	-0,80	-0,30	-0,01	0,08	-0,03	0,82	-1,84	0,32
39	Caratinga	-0,83	-0,95	-0,16	-0,58	-0,67	0,59	-1,36	0,24
34	Marimbá	-0,04	-2,65	-0,40	-0,06	-0,50	-0,45	0,62	-0,51
21	Polvo	-0,22	2,73	-0,51	-1,61	1,52	-1,01	-0,25	0,09
38	Ostra	-0,68	0,19	1,01	-1,29	0,20	1,08	-1,66	-0,46
28	Uruguá	1,97	-2,31	0,35	0,38	-1,56	-1,12	-1,07	-0,41
9	Tubarão Martelo	-1,19	3,43	0,29	-1,43	1,07	-2,02	0,69	0,95
55	Pampo	-1,22	1,24	-2,82	-1,45	1,71	0,27	0,24	-0,14
46	Bijupirá	0,86	-2,60	-0,20	-0,49	-1,07	-0,60	0,01	-0,36
60	Cherne	0,21	-3,09	-1,27	-0,52	-1,01	-0,37	-0,10	0,60
31	Bonito	-0,15	-2,82	-0,82	-0,01	-0,71	-0,56	0,51	0,44
44	Salema	0,59	-2,62	-0,45	-0,39	-1,11	-0,55	0,36	-0,68
53	Namorado	-1,38	-1,03	-1,14	-0,32	-0,50	1,14	-0,82	-0,03
29	Baleia Anã	-1,23	0,35	1,15	-1,03	0,07	0,91	-1,20	-0,26
43	Garoupa	-0,36	0,87	-2,84	-0,32	0,93	-0,82	0,33	1,15
56	Enchova	-1,58	-1,31	-1,03	-0,13	0,39	1,42	-0,99	1,27
27	Tambuatá	2,98	1,47	-0,81	-1,30	-0,62	-2,50	0,12	-1,31

Tabela 26 – Scores por campo – Continuação.

Nº	Campo	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8
61	Piranema	-0,30	4,36	-4,90	4,02	-0,81	-3,10	-2,34	-2,64
33	Enchova Oeste	-1,99	-0,97	-0,49	0,09	0,31	1,10	-0,39	1,06
17	Pargo	-1,89	0,29	1,22	-0,61	0,44	0,79	-0,17	-0,10
23	Serra	-1,16	0,30	0,64	-0,42	0,22	1,75	-0,50	-1,47
5	Voador	-1,72	1,03	1,79	0,27	0,07	-0,13	-0,28	0,77
62	Ubarana	-0,32	-5,11	-3,02	1,52	-1,96	-0,82	3,48	1,72
22	Vermelho	-1,91	0,08	0,61	-0,81	0,97	1,67	-0,62	-0,99
14	Xaréu	-2,21	0,44	1,30	0,06	0,05	0,70	1,17	0,02
8	Espada	-2,62	0,92	1,83	-0,05	0,08	0,24	0,66	1,16
26	Curimã	-2,25	0,12	0,03	0,27	0,03	1,61	0,31	-0,66
15	Atum	-0,76	-1,28	1,33	-0,58	-0,71	-0,67	2,08	-0,61
48	Aratum	-2,39	-0,05	-0,53	-0,68	1,27	3,54	0,34	-3,07
7	Tartaruga	-1,44	4,06	-1,30	0,46	0,13	-2,17	0,70	1,11
3	Guaricema	-3,77	1,09	1,51	1,76	0,22	0,38	1,92	0,60
36	Camorim	-2,44	-2,13	-3,23	2,85	0,48	0,99	-0,78	3,72
10	Agulha	-2,42	0,83	1,58	-0,04	0,39	0,91	1,06	0,28
4	Abalone	-1,17	1,63	3,18	0,88	-0,51	-1,07	-0,70	0,93
6	Cioba	-2,96	0,85	2,18	0,18	0,75	-0,08	0,77	0,66
1	Pescada	-2,43	1,57	2,63	5,33	-1,81	-0,57	-0,14	-1,05
59	Bagre	-1,24	-0,13	-2,79	0,42	-0,82	1,68	-2,89	0,01
2	Oeste De Ubarana	-2,90	1,62	2,28	4,93	-1,61	-0,36	0,69	-1,18
24	Dom João Mar	-3,28	2,29	-3,31	-0,74	0,99	1,37	2,77	-1,91
19	Linguado	-1,67	2,50	-1,19	-1,66	1,85	-0,06	1,09	-0,53

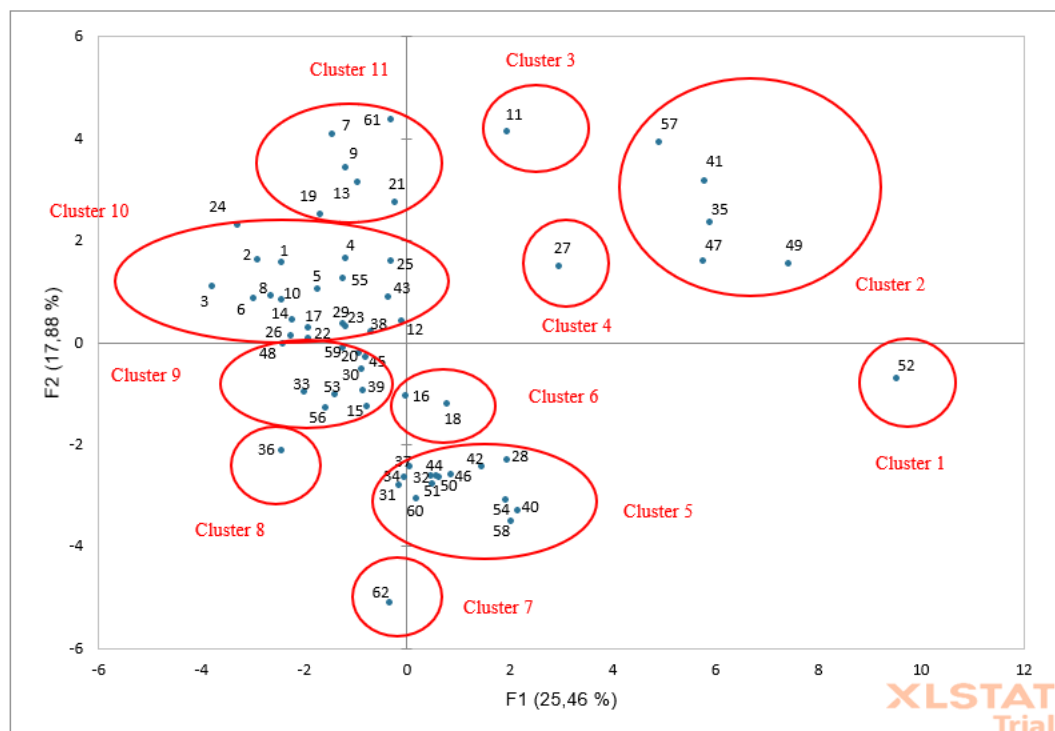


Figura 33 – Scores dos campos para F1 e F2.

Foram constatados 11 clusters, dentre os 62 campos analisados. A seguir, serão analisadas as características principais de cada cluster que ajudam a entender os agrupamentos dos campos.

Tupi, com sua produção expressiva faz parte, isoladamente, do Cluster 1. A maior parte dos campos do Pré-Sal, com exceção de Tupi e Berbigão, fazem parte do Cluster 2. Berbigão representa o Cluster 3, por sua característica de alto valores de EROIs e menor concentração de CO₂ que os demais campos do Pré-Sal. Tambuatá, também isoladamente, representa o Cluster 4, como um campo novo e com alta pressão de reservatório. O Cluster 5 agrega campos mais velhos, com grande número de poços perfurados e com baixo °API. O Cluster 6 engloba os campos de Papa-Terra e Argonauta, ambos com baixo °API e altos valores de EROIs. O Cluster 7, representado por Ubarana, é a região com menores valores de EROIs. O oitavo cluster, Camorim, tem por característica ser um ambiente maduro e com alta injeção de *gas lift*. O Cluster 9 é caracterizado por reunir campos não muito distantes da costa e com baixo número de poços produtores. Já o Cluster 10 tem por características baixa concentração de CO₂ no seu gás associado e valores medianos de GOR. Por fim, o Cluster 11 reúne campos que, na sua maioria, não tem estrutura de gasodutos estabelecida, diminuindo os custos energéticos de transporte.

4.4 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Os *inputs* com maiores graus de incertezas foram tema de uma análise de sensibilidade, em relação ao EROI_{tot}. No caso A, foi aumentado em 20% a pressão de reservatório (Figura 34), no caso B, foi aumentado em 20% a distância do transporte de óleo por navio petroleiro, *ocean tanker*, (Figura 35) e no cenário C, tanto a pressão de reservatório quanto a distância de transporte do óleo foram aumentadas em 20% (Figura 36). Ainda, a média dos resultados de EROI_{tot} e sua sensibilidade, para cada cenário, estão dispostas na Tabela .

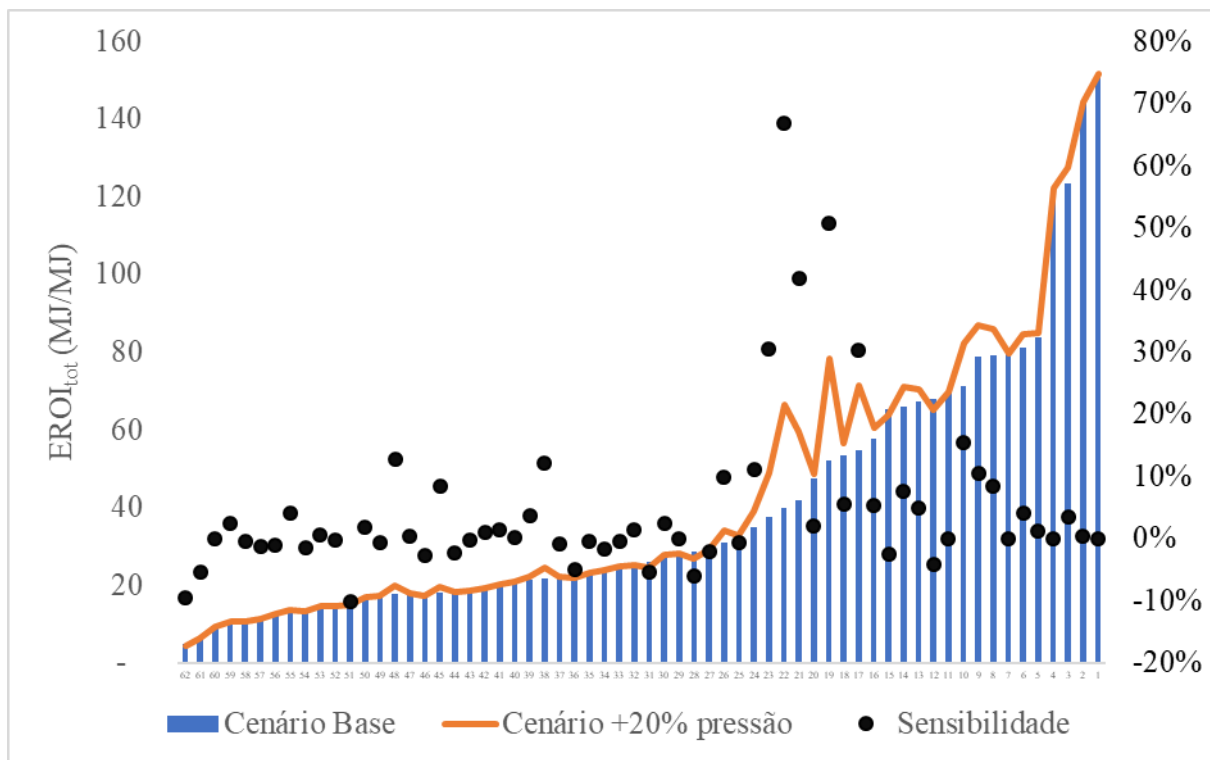


Figura 34 - Análise de sensibilidade do $EROI_{tot}$ com aumento de 20% na pressão do reservatório.

Como observado no gráfico acima, para a maioria dos campos, um aumento na pressão resulta num aumento do $EROI_{tot}$. Esta incerteza na entrada de pressão de reservatório altera o resultado, quando comparado à base, principalmente nos campos de Serra (30%), Vermelho (67%), Polvo (42%), Linguado (51%) e Pargo (30%). Estes campos apresentam alta razão GOR e baixa queima de gás natural no *flare*. Portanto, este aumento da pressão do reservatório facilita uma maior vazão de óleo e gás, de campos com alta participação de gás natural e que por sua vez queimam pouco. Com isso, mais gás é exportado e menos custo é demandado da etapa de operação, aumento o $EROI_{tot}$.

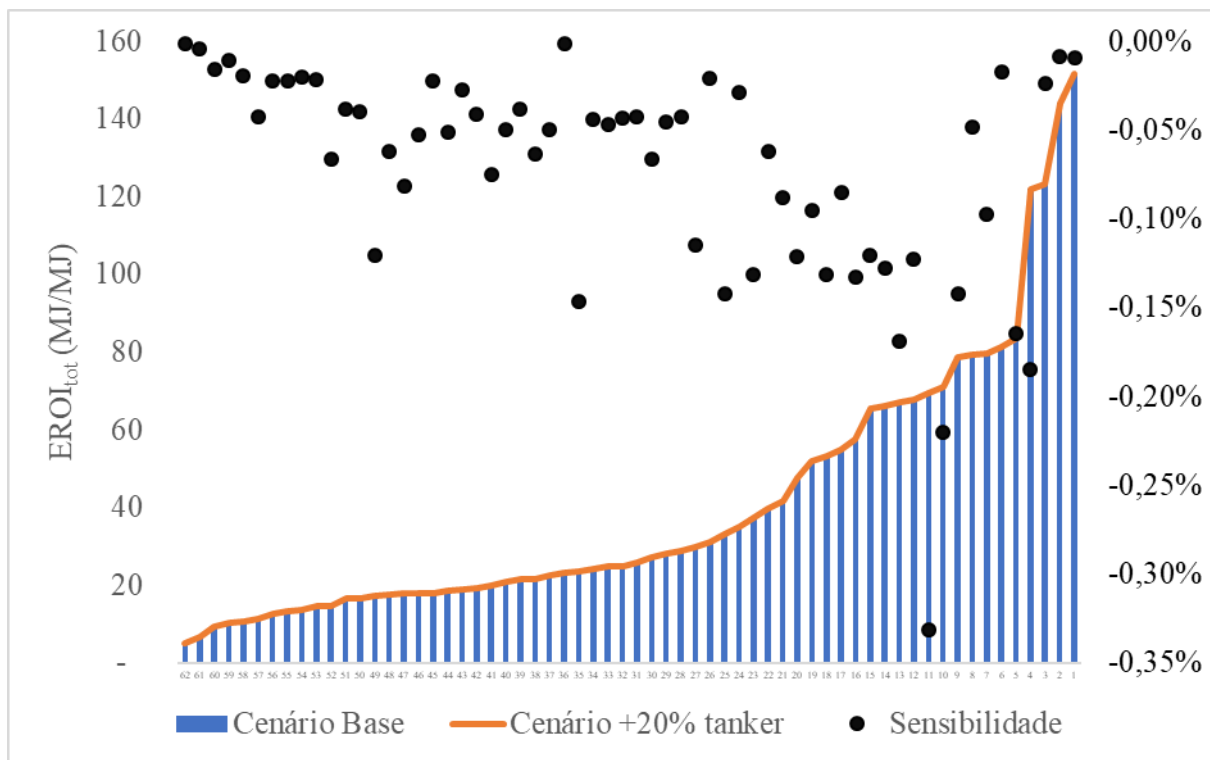


Figura 35 - Análise de sensibilidade do EROI_{tot} com aumento de 20% na distância de transporte de óleo.

Já, no gráfico acima, é perceptível a mudança de ordem de grandeza da sensibilidade. Enquanto a incerteza nos valores de pressão no reservatório chegou a afetar em 67% os valores de EROI_{tot}, neste caso B, com aumento em 20% da distância do transporte de óleo, a variação máxima do retorno energético foi igual a 0,33, em módulo (Berbigão). Portanto, novamente, o custo de transporte do óleo por navio mostra-se muito pequeno quando comparado aos demais custos de operação. As sensibilidades para todos os campos negativos, coerente com uma maior demanda de energia com o aumento da distância de transporte, aumentando-se o EROI_{tot}.

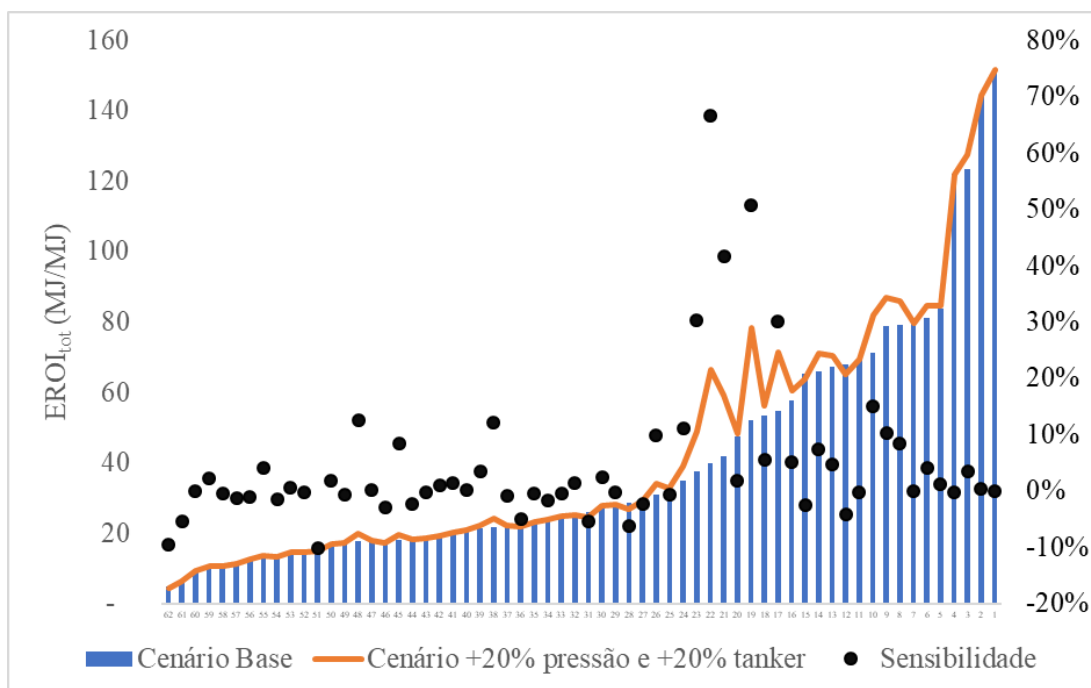


Figura 36 - Análise de sensibilidade do $EROI_{tot}$ com aumento de 20% na pressão do reservatório e de 20% na distância de transporte de óleo

No último caso, cenário C, que é a junção dos cenários A e B, o gráfico é bem semelhante à Figura 34, já que a influência no $EROI_{tot}$ se dá muito mais pela mudança de pressão do que pela mudança da distância de transporte do óleo.

Tabela 27 – Resumo dos resultados de sensibilidade.

	BASE	CASO A	CASO B	CASO AB
Média $EROI_{total}$	40,37	42,81	40,33	42,77
Sensibilidade	-	6,05%	-0,09%	5,95%

Assim, como apresentado na Tabela 27, o resultado de $EROI_{tot}$ é influenciado em 6,05% por um aumento em 20% da pressão de reservatório, -0,09% por um aumento em 20% da distância de transporte de óleo e 5,95% por um aumento em 20% da pressão de reservatório e aumento em 20% da distância de transporte de óleo. Portanto, é necessária uma maior precisão para os valores de pressão de reservatório já que estes influenciam a média do $EROI_{tot}$ e, principalmente, quando campos de mesmas características daqueles citados anteriormente são analisados, já que a sensibilidade chegou a mais de 50%. Para incertezas na rota de navegação do navio petroleiro, o resultado não é alterado significativamente e podem ser admitidos dados de entradas aproximados para estas distâncias.

5. CONCLUSÕES

Neste trabalho foi utilizado o programa *Oil Production Greenhouse Gas Emissions Estimator* (OPGEE), v_2 (STANFORD, 2018), para obtenção dos custos e da geração de energia, através de óleo e gás, nos campos de petróleo *offshore* brasileiro. A partir desses resultados, foram calculados retornos de energia sobre o investimento ($EROI_{oil}$ e $EROI_{tot}$), com metodologia similar ao trabalho de Brandt *et. al* (2015).

Os dados de entrada do OPGEE foram agregados, em sua maioria, através de fontes abertas e confiáveis, majoritariamente, no site da ANP. Quando comparado a alguns países, como aqueles do Oriente Médio, que tem dados de difícil acesso, por exemplo, a extensão das informações disponibilizadas pela agência brasileira propicia um maior uso desta ferramenta e modelos *bottom-up* similares. Alguns outros *inputs* interessantes que podem vir a serem divulgados pela ANP, facilitando o uso da ferramenta, seriam dados referentes às práticas de exploração e produção de cada campo, como quais equipamentos estão em operação no *topside* das unidades de produção e dados de pressão e temperatura por poço. Estas propostas enriqueceriam o uso do OPGEE para o cálculo mais preciso dos EROIs.

Não obstante, as modificações propostas no OPGEE agregaram maior valor ao estudo. Por exemplo, a adição de custos energéticos de transporte de gás natural propiciou uma representação mais fidedigna das demandas energéticas de transporte, adicionando a participação de gasodutos. Já a retirada de alguns equipamentos no processamento de gás natural e a desconsideração de exportação de líquidos de gás natural (GNL) vieram a traduzir mais precisamente a realidade dos campos marítimos brasileiros.

Ademais, os resultados gerados pelo OPGEE trazem importantes características do estudo de balanço energético global dos campos de petróleo marítimos brasileiros. A participação do consumo de energia é dividida em 0,7% para a exploração e atividade perfuratória, 54,6% para a produção, 33,9% para o processamento dos fluidos extraídos e 10,8%. Assim, pôde ser observado quais etapas do segmento de E&P podem ser abordadas e otimizadas energeticamente para maior impacto no aumento do EROI.

Ainda, os 62 campos *offshore* estudados em 2019 geraram médias de $EROI_{oil}$ igual a 33,18 e de $EROI_{tot}$ igual a 40,37. Analisando estes resultados por *input* inserido foi verificado uma tendência geral de diminuição dos EROIs com o aumento da produção de petróleo, da profundidade do reservatório, da distância do campo à costa e da concentração de CO_2 no gás. Ou seja, todas estas características reunidas no Pré-Sal contribuíram para seu $EROI_{oil}$ de 26,07

e $EROI_{tot}$ de 27,41, comparado ao Pós-Sal que registra valores de 35,26 e 44,15, respectivamente. Essa diferença entre $EROI_{tot}$ e $EROI_{oil}$ indica também que o ganho energético com o aproveitamento do gás natural do Pré-Sal não é do mesmo nível de relevância que o Pós-Sal. Portanto, com a crescente participação do Pré-Sal na produção de óleo e gás do Brasil, a tendência é de queda dos EROIs no *offshore* brasileiro nos próximos anos, mesmo com maior exportação de gás natural.

Em relação aos resultados de EROIs obtidos e sua comparação com àqueles encontrados na literatura, todos resultados se apresentaram, na média, a mesma ordem de grandeza. Quando comparado sobre a ótica da metodologia de cálculo mais semelhante, o presente trabalho encontrou valores sistematicamente menores que os disponíveis no artigo de Brandt *et. al* (2015). Isto pode indicar um aumento da energia consumida com as alterações propostas ou uma possível diminuição global de EROI nos campos brasileiros, como já evidenciados em outros estudos (GAGNON; HALL; BRINLER, 2009).

Por meio do PCA, foram encontrados 8 componentes principais que representavam os parâmetros com um mínimo de 80% de variabilidade. Além disso, foram identificados os parâmetros que mais influenciam no resultado final de retorno energético. De maneira geral, o uso da prática de reinjeção de água, alto valor de GOR e maior grau API contribuíram positivamente e o uso de *gas lift* e de altas vazões de injeção de água contribuíram negativamente. Estes resultados indicam que para aumento da eficiência energética o uso de reinjeção de água, por exemplo, deve ser continuamente controlado para não ser praticado em excesso. Ainda, 11 clusters dos 62 campos *offshores* foram gerados, cada um com características específicas, que propiciam um maior entendimento de comportamentos macro dos retornos de energia no ambiente marinho brasileiro.

Por fim, foram realizadas análises de sensibilidade sobre os parâmetros de maior incerteza. Os resultados mostram uma considerável sensibilidade do $EROI_{tot}$ (6,05%), quando se aumenta a pressão de reservatório em 20%, e uma baixa sensibilidade (-0,09%), quando é aumentado em 20% a distância de transporte do óleo produzido. Portanto maiores imprecisões nesta distância de percurso dos navios petroleiros são aceitáveis para o uso da ferramenta. Já para a pressão de reservatório é reforçado a proposta de ampliação do acesso a dados reais que evitem esse tipo de sensibilidade nos resultados.

Como sugestões para trabalhos futuros, destaca-se:

- Alterações mais profundas no OPGEE, principalmente em alguns fatores chave no cálculo de demanda energética da ferramenta, que podem ser estudados e levantados para a realidade brasileira;
- Análise temporal de EROI no Brasil. Como o segmento de E&P se desenvolveu, em relação à eficiência energética, e a relação desses resultados com marcos históricos no setor;
- Expansão da análise para campos terrestre e quais características deles podem favorecer um aumento de retorno energética, contribuindo para sua revitalização no Brasil;
- Integração da análise de E&P e refino para alcançar um EROI dos combustíveis derivados de petróleo disponibilizados pelas refinarias brasileiras.

REFERÊNCIAS

- ABELHA, M; PETERSOHN, E. The state of the art of the Brazilian Pre-Salt exploration. *In: AAPG 2018 ANNUAL CONVENTION & EXHIBITION*, 2018, Salt Lake City, Utah, United States. p. 1. Disponível em: http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2018/30586abelha/ndx_abelha.pdf.html. Acesso em: 20 jan. 2021.
- ANP. SIGEP. Produção mensal de hidrocarbonetos. **ANP**, 2019a. Disponível em: <http://app.anp.gov.br/anp-cpl-web/public/sigep/consulta-producao-mensal-hidrocarbonetos/consulta.xhtml>. Acesso em: 31 jan. 2021.
- ANP. Tabela de poços. **ANP**, 2019b. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/dados-tecnicos/acervo-de-dados>. Acesso em: 2 fev. 2021.
- ANP. Study on the use of the Pre-Salt natural gas. **ANP**, 25 mar. 2020a. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/estudos/ingles-aproveitamento-gn-pre-sal.pdf>. Acesso em: 31 jan. 2021.
- ANP. Fase de Produção. **Gestão de contratos E&P**, 19 ago. 2020b. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao>. Acesso em: 28 jan. 2021.
- ANP. Superintendência de Desenvolvimento e Produção - SDP. Boletim da produção de petróleo e gás natural. **ANP**, 31 dez. 2020c, p. 2. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>. Acesso em: 20 jan. 2021.
- ANP. Fatores de conversão, densidades e poderes caloríficos inferiores. **Anuário Estatístico 2020**, out. 2020d. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/5809-anuario-estatistico-2020>. Acesso em: 4 fev. 2021.
- ANP. SIGEP. Previsão de Exploração. **ANP**, 2021a. Disponível em: <http://app.anp.gov.br/anp-cpl-web/public/sigep/consulta-previsao-exploracao/consulta.xhtml;jsessionid=9We2t4GJSDPIJc-7ND2UAsLu.hc-web-02:server-app-02>. Acesso em: 31 jan. 2021.
- ANP. Sumários executivos dos planos de desenvolvimento. **ANP**, 2021b. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/planos-de-desenvolvimento>. Acesso em: 2 fev. 2021.
- ANP. Relação de gasodutos, **ANP**, 2021c. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p/dados-de-exploracao-e-producao>. Acesso em: 2 fev. 2021.
- ARAÚJO, O. de Q. F. *et. al.* Comparative analysis of separation technologies for processing carbon dioxide rich natural gas in ultra-deepwater oil fields. **Journal of Cleaner Production**, v. 155, p. 12-22, jul. 2017. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652616307508?via%3Dihub>. Acesso em: 31 jan. 2021.

BAKER, R. Oil and natural gas: offshore operations. *In: CLEVELAND, C. J. **Encyclopedia of Energy***. v. 4. New York: Elsevier, 2004. p. 581-594. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B012176480X002588>. Acesso em: 26 jan. 2021.

BARBOSA, C. R. H.; OLIVEIRA, E. C.; FARIAS, S. L. Mapping the state of the art of measurement of hydrocarbon dew point in natural gas. *In: Rio Pipeline*, 2015, Rio de Janeiro. p. 3. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/301700468_IBP1233_15_MAPPING_THE_STATE_OF_THE_ART_OF_MEASUREMENT_OF_HYDROCARBON_DEW_POINT_IN_NATURAL_GAS. Acesso em: 30 jan. 2021.

BEGGEL, F. *et al.* A novel gas purification system for biologically produced gases. **Journal of Cleaner Production**, v. 18, p. S43-S50, dez. 2010. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652610002271>. Acesso em: 31 jan. 2021.

BOUSTEAD, I.; HANCOCK, G. F. **Handbook of Industrial Energy Analysis**. Ellis Horwood, 1979.

BP. Statistical Review of World Energy. **BP**, 17 jun. 2020, p. 16 e 20. Disponível em: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>. Acesso em: 20 jan. 2021.

BRANDT, A. R. Oil depletion and the energy efficiency of oil production: the case of California. **Sustainability**, v. 3, n. 10, p. 1833-1854, out. 2011. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2071-1050/3/10/1833>. Acesso em: 20 jan. 2021.

BRANDT, A. R.; ENGLANDER, J.; BHARADWAJ, S. The energy efficiency of oil sands extraction: energy return ratios from 1970 to 2010. **Energy**, v. 55, n. 15, p. 693-702, jun. 2013. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544213002776>. Acesso em: 26 jan. 2021.

BRANDT, A.R.; GALE, M.; BARNHART, C.J. Calculating systems-scale energy efficiency and net energy returns: a bottom-up matrix-based approach. **Energy**, v. 62, p. 235-247. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544213008207>. Acesso em: 20 jan. 2021.

BRANDT, A.R. *et al.* Energy return on investment (EROI) for forty global oilfields using a detailed engineering-based model of oil production. **Plos One**, 10(12): e0144141, dez. 2015. Disponível em: <https://journals.plos.org/plosone/article?id=10.1371/journal.pone.0144141>. Acesso em: 20 jan. 2021.

CAPANOGLU, C. Novel and marginal field offshore structures. *In: CHAKRABARTI, S. K. **Handbook of Offshore Engineering***. Elsevier Sci, 2005. p.39-77. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780080443812500059?via%3Dihub>. Acesso em: 26 jan. 2021.

CLASEN, A.P.; AGOSTINHO, F. Energy efficiency assessment of the Brazilian Pre-Salt petroleum. *In: 6th INTERNATIONAL WORKSHOP ADVANCES IN CLEANER PRODUCTION*, 2017.

CLEVELAND, C. J. Energy quality and energy surplus in the extraction of fossil fuels in the US. **Ecological Economics**, v. 6, n. 2, p. 139-162, out. 1992. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/092180099290010P>. Acesso em: 26 jan. 2021.

CLEVELAND, C. J. Net energy from the extraction of oil and gas in the United States. **Energy**, v. 30, n. 5, p. 769-782, abr. 2005. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544204002890>. Acesso em: 20 jan. 2021.

CLEVELAND, C. J. Energy quality, net energy, and the coming energy transition. **Department of Geography and Center for Energy and Environmental Studies**, Boston University, p. 5, jan. 2007. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/251990657_Energy_Quality_Net_Energy_and_the_Coming_Energy_Transition. Acesso em: 26 jan. 2021.

CLEVELAND, M. J. The oil and gas industry must break the paradigm of the current exploration model. **Journal of Petroleum Exploration and Production**, v. 8, p. 131-142, 2018. Disponível em: <https://link.springer.com/article/10.1007%2Fs13202-017-0395-2>. Acesso em: 26 jan. 2021.

DALE, M.; KRUMDIECK, S.; BODGER, P. Net energy yield from production of conventional oil. **Energy Policy**, v. 39, n. 11, p. 7095-7102, nov. 2011. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421511006185>. Acesso em: 26 jan. 2021

DORIS ENGENHARIA. FEED of Pre-Sal Topsides TUPI BV - GUARA BV. **Doris Engenharia**, ago. 2011.

DUNN, J. B. *et. al.* Update to transportation parameters in GREET. **Argonne National Laboratory**, p. 4, out. 2013.

EL-HOUJEIRI, H. M. *et. al.* **Oil Production Greenhouse Gas Emissions Estimator OPGEE v2.0**. jun, 2017.

EPE. Brazilian oil & gas report 2018/2019. **EPE**, 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-en/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Paginas/Brazilian-Oil--Gas-Report.aspx>. Acesso em: 2 fev. 2021.

FIRJAN. Gerência de Petróleo, Gás e Naval. Anuário do petróleo no Rio. **Firjan**, set. 2020, p. 19. Disponível em: <https://www.firjan.com.br/publicacoes/publicacoes-de-economia/anuario-petroleo-e-gas.htm#pubAlign>. Acesso em: 20 jan. 2021.

FREITAS, L. F. L.; OLIVEIRA, R.; SANTOS, M. R. Processos de tratamento do gás natural. *In: II Congresso Nacional de Engenharia de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis*, ago. 2016. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/328715332_Processos_de_Tratamento_do_Gas_Natural. Acesso em: 30 jan. 2021.

GAGNON, N.; HALL, C.A.S.; BRINKER, L. A preliminary investigation of energy return on energy investment for global oil and gas production. **Energies**, v. 2, n. 3, p. 490-503, jul. 2009. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/2/3/490>. Acesso em: 20 jan. 2021.

GAMBOA, L. *et al.* Geotectonic controls on CO₂ formation and distribution processes in the Brazilian Pre-Salt basins. **Geosciences**, v. 9, n. 6, 252, jun. 2019. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2076-3263/9/6/252>. Acesso em: 30 jan. 2021.

GEEVER, J. **Beyond Oil: The threat to food and fuel in the coming decades.**, Cambridge: Ballinger, mar. 1986.

GRANDELL, L.; HALL, C.A.S.; HÖÖK M. Energy return on investment for Norwegian oil and gas from 1991 to 2008. **Sustainability**, v. 3, n. 11, p. 2050-2070, out. 2011. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2071-1050/3/11/2050>. Acesso em: 20 jan. 2021.

GREET. The greenhouse gases, regulated emissions, and energy use in technologies model. **Argonne National Laboratory**, Model GREET1_2016.

GUILFORD, M. C. *et al.* A new long term assessment of energy return on investment (EROI) for U.S. oil and gas discovery and production. **Sustainability**, v. 3, p. 1866-1887, dez. 2011. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2071-1050/3/10/1866>. Acesso em: 20 jan. 2021.

GUO, B.; LIU, X.; TAN, X. Gas Lift. *In: GUO, B.; LIU, X.; TAN, X. Petroleum Production Engineering*. Gulf Professional Publishing, 2017. p. 549-601. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128093740000179>. Acesso em: 28 jan. 2021.

HAAL, A. S.; CLEVELAND, C. J.; KAUFFMANN. **Energy and resource quality: the ecology of the economic process**. 1.ed. New York: Wiley Interscience, 1986.

HAAL, C. A. S.; BALOUGH, S.; MURPHY, D. J.R. What is the Minimum EROI that a sustainable society must have? **Energies**, v. 2, n. 1, p. 25-47, jan. 2009. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/2/1/25>. Acesso em: 26 jan. 2021.

HALL, C. A. S.; DALE, B. E.; PIMENTEL, D. Seeking to understand the reasons for different energy return on investment (EROI) estimates for biofuels. **Sustainability**, v. 3, n. 12, 2413-2432, dez. 2011. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2071-1050/3/12/2413>. Acesso em: 26 jan. 2021.

HALL C. A. S.; LAMBERT J. G.; BALOGH S. B. EROI of different fuels and the implications for society. **Energy Policy**, v. 64, p. 141-152, jan. 2014. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421513003856?via%3Dihub>. Acesso em: 26 jan. 2021.

HERENDEEN, R. A. Net energy analysis: concepts and methods. *In: CLEVELAND, C. J. Encyclopedia of Energy*. v. 4. New York: Elsevier, 2004. p. 283-289. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B012176480X002412?via%3Dihub>. Acesso em: 26 jan. 2021.

KONG, Z. *et. al.* EROI Analysis for direct coal liquefaction without and with CCS: the case of the Shenhua DCL project in China. **Energies**, v. 8, n. 2, p. 786-807, jan. 2015. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/8/2/786>. Acesso em: 25 jan. 2021.

KOPITS, S. Oil and economic growth: a supply-constrained view. **Center on Global Energy Policy, School of International and Public Affairs, Columbia University**, fev. 2014. p. 43.

LAMBERT, *et. al.* Energy, EROI and quality of life. **Energy Policy**, v. 64, p. 153-167, jan. 2014. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421513006447>. Acesso em: 25 jan. 2021.

MANNING, F. S.; THOMPSON, R. E. **Oilfield processing of petroleum, Volume 1: Natural gas**. Tulsa: PennWell, 1991.

MATIAS, H. *et. al.* Unlocking Pandora - insights from Pre-salt reservoirs in Campos and Santos basins (offshore Brazil). *In: IFEMA, Madrid*, jun. 2015. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/279783392_Unlocking_Pandora_-_Insights_from_Pre-salt_Reservoirs_in_Campos_and_Santos_Basins_Offshore_Brazil. Acesso em: 2 fev. 2021.

MITCHELL, R. F. **Petroleum Engineering Handbook, Volume II: Drilling Engineering**. Texas: Richardson, SPE, 2006. P. 763.

MOKHATAB, S.; POE, W. A. Condensate stabilization. *In: MOKHATAB, S.; POE, W. A. Handbook of Natural Gas Transmission and Processing*. v. 2. Gulf Professional Publishing, 2012. p. 239-251. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B012176480X002412?via%3Dihub>. Acesso em: 26 jan. 2021.

MOUSAVIFAR, M. A. *et. al.* Comparison between EOR methods (gas injection, water injection and WAG processes) in one of Iranian fractured oil reservoirs. **International Journal of Scientific and Engineering Research**, v. 3, n. 4, p. 503-507, abr. 2012. Disponível em: <https://www.ijser.org/viewPaperDetail.aspx?I014101>. Acesso em: 28 jan. 2021

MÜLLER, C. *et. al.* Comparative impact of climatic and nonclimatic factors on global terrestrial carbon and water cycles. **Global Biogeochemical Cycles**, v. 20, n.4, nov. 2006. Disponível em: <https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1029/2006GB002742>. Acesso em: 31 jan. 2021.

MURPHY, D.; HALL, C. A. S. Year in review-EROI or energy return on (energy) invested. *In: Annals of the New York Academy of Sciences*, jan. 2010. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/41421151_Year_in_review-EROI_or_energy_return_on_energy_invested. Acesso em: 07 fev. 2021.

MURPHY, D. J.; HALL, C. A. S.; POWERS, B. New perspectives on the energy return on (energy) investment (EROI) of corn ethanol. **Environment Development and Sustainability**, v. 13, n. 1, p. 179-202, fev. 2011. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/226062011_New_perspectives_on_the_energy_return_on_energy_investment_EROI_of_corn_ethanol. Acesso em: 25 jan. 2021.

MURPHY, D. J. *et. al.* Order from chaos: a preliminary protocol for determining the EROI of fuels. **Sustainability**, v. 3, n. 10, p. 1888-1907, out. 2011. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2071-1050/3/10/1888>. Acesso em: 25 jan. 2021.

NORGAARD, R. B. **Output, input and productivity change in U.S. petroleum development: 1939 -1968**. Dissertação - University of Chicago, 1971

OLIVEIRA, A.F. **Determinação do EROI do gás natural e carvão mineral**. São Bernardo do Campo, 2019. 92 f. Dissertação (Mestrado em Energia) - Programa de Pós-graduação em Energia da Universidade Federal do ABC, 2019. Disponível em: <https://biblioteca.ufabc.edu.br/index.html>. Acesso em: 20 jan. 2021.

PEET, J. **Energy and the Ecological Economics of Sustainability**. Washington, DC: Island Press, 1992.

PETROBRAS. 20 anos de Tupi: uma jornada de superação. **Investidor Petrobras**, 28 set. 2020, p. 10 e 26. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/apresentacoes/>. Acesso em: 20 jan. 2021.

PETROBRAS. Adendo A_MD - FPSO P-34. Memorial descritivo. **Petrobras**, 2005, p. 23.

ROSA, A. J.; MACHADO, M. V. B. Panorama da aplicação de métodos de recuperação melhorada no Brasil e no mundo. **Petrobras**, 23 mar. 2017, p. 17. Disponível em: http://www.anp.gov.br/images/Palestras/Aumento_Fator_Recuperacao/Marcos_Vitor_Barbosa_Machado_Petrobras.pdf. Acesso em: 28 jan. 2021.

SCHLUMBERGER. EOR. **Oilfield Glossary**, 2020. Disponível em: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/e/eor.aspx>. Acesso em: 28 jan. 2021.

SHEDID, S. A.; YAKOOT, M. Simulation study of technical and feasible gas lift performance. **International Journal of Petroleum Science and Technology**, v. 10, n. 1, p. 21-44, set. 2016. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/308062978_Simulation_Study_of_Technical_and_Feasible_Gas_Lift_Performance. Acesso em: 9 fev. 2021.

SIDDIQUI *et al.* 2D and 3D seismic simulation for fault modeling: exploratory revision from the Gullfaks field. **Journal of Petroleum Exploration and Production**, v. 7, p. 417-432, 2017. Disponível em: <https://link.springer.com/article/10.1007/s13202-016-0301-3>. Acesso em: 26 jan. 2021.

STANFORD. Environmental Assessment & Optimization Group. OPGEE: The Oil Production Greenhouse Gas Emissions Estimator. **School of Earth, Energy & Environmental Sciences**, 2017. Disponível em: <https://eao.stanford.edu/research-areas/opgee>. Acesso em: 1 fev. 2021.

TAKACS, G. Introduction to sucker-rod pumping. *In*: TAKACS, G. **Sucker-Rod Pumping Handbook**. Gulf Professional Publishing, 2015. p. 1-12. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780124172043000017>. Acesso em: 28 jan. 2021.

TRIPATHI, V. S.; BRANDT, A. R. Estimating decades-long trends in petroleum field energy return on investment (EROI) with an engineering-based model. **Plos One**, 12(2): e0171083, fev. 2017. Disponível em: <https://journals.plos.org/plosone/article?id=10.1371/journal.pone.0171083>. Acesso em: 26 jan. 2021.

VAFI, K.; BRANDT, A. GHGfrack: An Open-Source Model for Estimating Greenhouse Gas Emissions from Combustion of Fuel during Drilling and Hydraulic Fracturing. **Environmental Science & Technology**, v. 50, n. 14, 7913-7920, jun. 2016. Disponível em: <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.est.6b01940>. Acesso em: 26 jan. 2021.

VAZ, J. C. **Síntese de controle e análise de cenários em plantas offshore de óleo e gás**. Rio de Janeiro, 2009. 167 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Pós-graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2009. Disponível em: <http://tpqb.eq.ufrj.br/download/cenarios-em-plantas-offshore-de-oleo-e-gas.pdf>. Acesso em: 30 jan. 2021.

ANEXO 1 – INPUTS DA SIMULAÇÃO NO OPGEE

Tabela 28 – Inputs. Sem preenchimento de cor, estão os dados inseridos pelo usuário; em verde, dados alterados para valor padrão (OPGEE); em amarelo, dados ajustado por macro (OPGEE) e em vermelho, dados fora do intervalo encontrado na literatura.

Nº	Entrada	Unidade	Tupí	Búzios	Sapinhoá
1	Downhole pump	NA	1	1	1
2	Water reinjection	NA	-	1	-
3	Natural gas reinjection	NA	-	-	-
4	Water flooding	NA	1	-	1
5	Gas lifting	NA	1	-	-
6	Gas flooding	NA	1	1	1
7	Steam flooding	NA	-	-	-
8	Oil sands mine (integrated with upgrader)	NA	-	-	-
9	Oil sands mine (non-integrated with upgrader)	NA	-	-	-
10	Field location (Country)	NA	Brazil	Brazil	Brazil
11	Field name	NA	Tupí	Búzios	Sapinhoá
12	Field age	yr.	11	6	9
13	Field depth	ft	17.288	17.544	19.564
14	Oil production volume	bbl/d	945.151	251.793	235.609
15	Number of producing wells	[-]	49	17	5
16	Number of water injecting wells	[-]	38	7	7
17	Production tubing diameter	in	3	3	5
18	Productivity index	bbl/psi-d	3	3	5
19	Reservoir pressure	psi	8.500	8.700	9.800
20	Reservoir temperature	°F	381	386	422
21	Offshore?	[0-1]	1	1	1
22	API gravity	deg. API	31	28	30
23	N ₂	mol%	1,70	1,49	1,70
24	CO ₂	mol%	20,00	30,00	20,00
25	C ₁	mol%	71,49	62,55	71,49
26	C ₂	mol%	3,40	2,98	3,40
27	C ₃	mol%	1,70	1,49	1,70
28	C ₄₊	mol%	0,85	0,74	0,85
29	H ₂ S	mol%	0,85	0,74	0,85
30	Gas-to-oil ratio (GOR)	scf/bbl oil	1.492	1.335	1.486
31	Water-to-oil ratio (WOR)	bbl water/bbl oil	0,05	0,00	0,04
32	Water injection ratio	bbl water/bbl oil	0,97	-	1,08
33	Gas lifting injection ratio	scf/bbl liquid	0,83	-	-
34	Gas flooding injection ratio	scf/bbl oil	649,07	1.062,13	657,07
35	Flood gas	NA	3	3	3
36	Percentage of newly acquired CO ₂ (total injected CO ₂ includes both new and recycled)	%	41	41	41
37	Source of CO ₂	NA	1	1	1
38	Percentage of sequestration credit assigned to the oilfield	%	0	0	0
39	Steam-to-oil ratio (SOR)	bbl steam/bbl oil	0	0	0
40	Fraction of required electricity generated onsite	[-]	1	1	1
41	Fraction of remaining natural gas reinjected	[-]	0,44	0,80	0,44
42	Fraction of produced water reinjected	[-]	1	1	1
43	Fraction of steam generation via cogeneration	[-]	0	0	0
44	Fraction of steam generation via solar thermal	[-]	0	0	0
45	Heater/treater	NA	1	1	1
46	Stabilizer column	NA	1	1	1
47	Upgrader type		0	0	0
48	Associated Gas Processing Path	NA	7	7	7
49	Flaring-to-oil ratio	scf/bbl oil	38	160	20
50	Venting-to-oil ratio	scf/bbl oil	0	0	0
51	Volume fraction of diluent	[-]	0	0	0
52	Low carbon richness (semi-arid grasslands)	NA	1	1	1
53	Moderate carbon richness (mixed)	NA	0	0	0
54	High carbon richness (forested)	NA	0	0	0
55	Low intensity development and low oxidation	NA	1	1	1
56	Moderate intensity development and moderate oxidation	NA	0	0	0
57	High intensity development and high oxidation	NA	0	0	0
58	Ocean tanker	[-]	1	1	1
59	Barge	[-]	0	0	0
60	Pipeline	[-]	1	1	1
61	Rail	[-]	0	0	0
62	Truck	[-]	0	0	0
63	Ocean tanker	Mile	143	112	224
64	Barge	Mile	-	-	-
65	Pipeline	Mile	238	246	261
66	Rail	Mile	-	-	-
67	Truck	Mile	-	-	-
68	Ocean tanker size, if applicable	Ton	250.000	250.000	250.000
69	Small sources emissions	gCO ₂ eq/MJ	1	1	1

Tabela 28 – Inputs. Sem preenchimento de cor, estão os dados inseridos pelo usuário; em verde, dados alterados para valor padrão (OPGEE); em amarelo, dados ajustado por macro (OPGEE) e em vermelho, dados fora do intervalo encontrado na literatura -

Continuação.

Nº	Jubarte	Roncador	Marlim Sul	Tartaruga Verde	Marlim	Sul de Tupi	Mero	Lapa	Berbigão
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	-	-	-	1	-	-	1	-	1
3	1	1	1	1	1	-	-	-	-
4	1	1	1	-	1	1	-	1	-
5	1	1	1	1	1	-	-	-	-
6	-	-	-	-	-	1	1	1	1
7	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil
Nº	Jubarte	Roncador	Marlim Sul	Tartaruga Verde	Marlim	Sul de Tupi	Mero	Lapa	Berbigão
12	17	21	26	9	29	1	44	8	6
13	12.780	12.371	11.618	9.748	10.797	16.552	16.283	17.903	19.404
14	204.986	160.942	134.717	94.373	74.841	45.331	35.907	25.324	4.718
15	36	47	37	9	11	4	1	4	2
16	18	18	15	8	7	1	1	4	2
17	3	3	3	3	4	3	5	3	3
18	3	3	3	3	5	3	5	3	3
19	6.200	6.000	5.401	4.521	5.014	8.100	8.100	8.800	9.700
20	300	293	279	245	264	368	363	392	419
21	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	26	23	22	27	20	29	28	24	28
23	2,02	2,03	2,12	2,12	2,12	1,70	1,06	1,49	2,02
24	5,00	5,00	1,00	1,00	1,00	20,00	50,00	30,00	5,00
25	84,89	84,89	88,46	88,45	88,45	71,49	44,68	62,55	84,89
26	4,04	4,04	4,21	4,21	4,21	3,40	2,13	2,98	4,04
27	2,02	2,02	2,11	2,11	2,11	1,70	1,06	1,49	2,02
28	1,01	1,01	1,05	1,05	1,05	0,85	0,53	0,74	1,01
29	1,01	1,01	1,06	1,06	1,06	0,85	0,53	0,74	1,01
30	1.262	3.037	2.267	974	1.915	1.351	2.405	1.314	414
31	1,63	0,79	2,59	0,08	1,95	0,02	0,00	-	0,00
32	3,10	1,87	3,45	-	3,12	0,67	-	0,95	-
33	128,68	1.152,11	453,14	518,92	492,26	-	-	-	-
34	-	-	-	-	-	706,74	2.138,93	1.077,99	-
35	1	1	1	1	1	3	3	3	1
36	41	41	41	41	41	41	41	41	41
37	1	1	1	1	1	1	1	1	1
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	1	1	1	1	1	1	1	1	1
41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,52	0,89	0,82	1,00
42	1	1	1	0	1	1	0	1	0
43	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	1	1	1	1	1	1	1	1	1
46	1	1	1	1	1	1	1	1	1
47	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	2	2	2	2	2	7	7	7	2
49	26	56	34	9	94	48	53	228	363
50	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	0	0	0	0	0	0	0	0	0
52	1	1	1	1	1	1	1	1	1
53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	0	0	0	0	0	0	0	0	0
55	1	1	1	1	1	1	1	1	1
56	0	0	0	0	0	0	0	0	0
57	0	0	0	0	0	0	0	0	0
58	1	1	1	1	1	1	1	1	1
59	0	0	0	0	0	0	0	0	0
60	1	1	1	1	1	1	1	1	1
61	0	0	0	0	0	0	0	0	0
62	0	0	0	0	0	0	0	0	0
63	47	78	56	80	68	143	112	186	143
64	-	-	-	-	-	-	-	-	-
65	49	89	255	93	73	249	246	-	224
66	-	-	-	-	-	-	-	-	-
67	-	-	-	-	-	-	-	-	-
68	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000
69	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabela 28 – Inputs. Sem preenchimento de cor, estão os dados inseridos pelo usuário; em verde, dados alterados para valor padrão (OPGEE); em amarelo, dados ajustado por macro (OPGEE) e em vermelho, dados fora do intervalo encontrado na literatura -
Continuação.

Nº	Albacora Leste	Albacora	Atlanta	Frade	Papa-Terra	Baúna	Golfinho	Caratinga	Marimbá
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	-	-	1	1	-	1	1	1	-
3	1	1	-	1	1	-	1	1	1
4	1	1	-	-	1	-	-	-	1
5	1	1	-	1	-	1	1	1	1
6	-	-	1	-	-	1	-	-	-
7	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil
11	Albacora Leste	Albacora	Atlanta	Frade	Papa-Terra	Baúna	Golfinho	Caratinga	Marimbá
12	22	32	2	11	6	10	14	22	35
13	10.939	10.662	9.988	10.768	11.855	6.855	13.304	11.721	9.909
14	19.192	23.147	18.950	18.959	16.606	18.995	9.477	9.908	9.243
15	11	4	2	11	6	5	5	7	9
16	5	3	2	1	5	5	5	1	8
17	3	3	3	3	3	3	3	3	3
18	3	3	3	3	3	3	3	3	3
19	5.081	4.951	4.634	5.001	5.512	3.161	6.194	5.449	4.597
20	267	262	250	264	283	193	309	281	248
21	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	19	26	14	20	15	33	29	25	29
23	2,03	2,120294874	2,106382979	2,032446595	2,11	2,020195029	2,012939979	2,116307519	2,121896715
24	5,00	0,99980837	1	4,999283902	1,00	5,998297987	5,998947604	0,999866156	0,999790514
25	84,88	88,45113197	88,46808511	84,88145859	88,47	83,97617182	83,98526645	88,45624418	88,44955227
26	4,04	4,211958665	4,212765957	4,041974219	4,21	3,998865325	3,999298402	4,212202104	4,211883442
27	2,02	2,105979333	2,106382979	2,020987109	2,11	1,999432662	1,999649201	2,106101052	2,105941721
28	1,01	1,052989666	1,053191489	1,010493555	1,05	0,999716331	0,999824601	1,053050526	1,05297086
29	1,01	1,05783712	1,053191489	1,013356029	1,05	1,007320846	1,004073764	1,056228465	1,057964474
30	3,580	2,131	236	2,848	219	1,488	2,662	2,929	2,897
31	2,82	1,31	0,00	1,36	0,99	1,20	4,77	2,18	1,92
32	2,97	1,65	-	-	1,00	-	-	-	2,33
33	725,12	699,10	-	1.015,15	-	563,39	363,16	647,46	831,49
34	-	-	-	-	-	36,18	-	-	-
35	1	1	1	1	1	1	1	1	1
36	41	41	41	41	41	41	41	41	41
37	1	1	1	1	1	1	1	1	1
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	1	1	1	1	1	1	1	1	1
41	0,00	0,00	1,00	0,00	0,06	1,00	0,00	0,01	0,00
42	1	1	0	0	1	1	0	1	1
43	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	1	1	1	1	1	1	1	1	1
46	1	1	1	1	1	1	1	1	1
47	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	2	2	2	2	2	2	2	2	2
49	105	62	51	22	17	9	70	61	89
50	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	0	0	0	0	0	0	0	0	0
52	1	1	1	1	1	1	1	1	1
53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	0	0	0	0	0	0	0	0	0
55	1	1	1	1	1	1	1	1	1
56	0	0	0	0	0	0	0	0	0
57	0	0	0	0	0	0	0	0	0
58	1	1	1	1	1	1	1	1	1
59	0	0	0	0	0	0	0	0	0
60	1	1	1	1	1	1	1	1	1
61	0	0	0	0	0	0	0	0	0
62	0	0	0	0	0	0	0	0	0
63	75	68	75	75	68	130	37	58	56
64	-	-	-	-	-	-	-	-	-
65	94	94	-	90	-	-	42	79	89
66	-	-	-	-	-	-	-	-	-
67	-	-	-	-	-	-	-	-	-
68	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000
69	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabela 28 – Inputs. Sem preenchimento de cor, estão os dados inseridos pelo usuário; em verde, dados alterados para valor padrão (OPGEE); em amarelo, dados ajustado por macro (OPGEE) e em vermelho, dados fora do intervalo encontrado na literatura -
Continuação.

Nº	Polvo	Ostra	Uruguá	Tubarão Martelo	Pampo	Bijupirá	Cherne	Bonito	Salema
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	-	1	1	-	-	-	-
3	-	1	1	-	-	1	1	1	1
4	-	-	1	-	-	1	1	1	1
5	-	-	1	-	1	1	1	1	1
6	1	-	-	1	1	-	-	-	-
7	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil
11	Polvo	Ostra	Uruguá	Tubarão Martelo	Pampo	Bijupirá	Cherne	Bonito	Salema
12	12	10	10	6	39	26	36	41	26
13	13.608	12.083	15.874	10.083	8.456	12.844	12.183	10.359	11.664
14	8.397	8.895	5.868	5.802	6.218	4.761	5.409	3.525	1.983
15	15	5	32	5	6	5	2	7	4
16	8	3	18	5	5	3	2	4	3
17	3	3	3	3	3	3	3	3	3
18	3	3	3	3	3	3	3	3	3
19	6.200	5.620	7.600	4.679	3.914	6.200	5.666	4.808	5.422
20	313	288	356	252	222	301	289	256	280
21	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	20	17	33	21	19	28	20	26	29
23	2,021276596	2,106382979	2,107628344	2,02	2,119442989	2,122424054	2,118810376	2,117993634	2,117321509
24	5	1	0,999984301	5,00	0,999836418	0,999786856	0,999847449	0,999845804	0,999854874
25	84,89361702	88,46808511	88,46669621	84,89	88,45361335	88,44922868	88,45458917	88,45444371	88,45524605
26	4,042553191	4,212765957	4,21269982	4,04	4,212076826	4,211868032	4,212123294	4,212116367	4,212154574
27	2,021276596	2,106382979	2,10634991	2,02	2,106038413	2,105934016	2,106061647	2,106058184	2,106077287
28	1,010638298	1,053191489	1,053174955	1,01	1,053019207	1,052967008	1,053030824	1,053029092	1,053038644
29	1,010638298	1,053191489	1,053466461	1,01	1,055972797	1,057791357	1,055537237	1,056513211	1,056307058
30	100	328	9,571	113	4,868	3,655	9,070	3,788	3,801
31	5,44	6,05	0,75	0,41	7,03	2,13	2,25	0,45	3,12
32	-	-	2,42	-	-	3,40	2,39	1,80	5,27
33	-	-	1,440,24	-	553,57	1,031,24	2,574,80	2,035,90	706,89
34	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	1	1	1	1	1	1	1	1	1
36	41	41	41	41	41	41	41	41	41
37	1	1	1	1	1	1	1	1	1
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	1	1	1	1	1	1	1	1	1
41	1,00	0,00	0,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00
42	0	0	1	0	0	1	1	1	1
43	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	1	1	1	1	1	1	1	1	1
46	1	1	1	1	1	1	1	1	1
47	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	2	2	2	2	2	2	2	2	2
49	6	6	43	103	78	47	145	146	102
50	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	0	0	0	0	0	0	0	0	0
52	1	1	1	1	1	1	1	1	1
53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	0	0	0	0	0	0	0	0	0
55	1	1	1	1	1	1	1	1	1
56	0	0	0	0	0	0	0	0	0
57	0	0	0	0	0	0	0	0	0
58	1	1	1	1	1	1	1	1	1
59	0	0	0	0	0	0	0	0	0
60	1	1	1	1	1	1	1	1	1
61	0	0	0	0	0	0	0	0	0
62	0	0	0	0	0	0	0	0	0
63	62	87	99	53	50	90	50	52	90
64	-	-	-	-	-	-	-	-	-
65	-	87	193	-	61	95	62	75	95
66	-	-	-	-	-	-	-	-	-
67	-	-	-	-	-	-	-	-	-
68	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000
69	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabela 28 – Inputs. Sem preenchimento de cor, estão os dados inseridos pelo usuário; em verde, dados alterados para valor padrão (OPGEE); em amarelo, dados ajustado por macro (OPGEE) e em vermelho, dados fora do intervalo encontrado na literatura -
Continuação.

Nº	Namorado	Baleia Anã	Garoupa	Enchova	Tambuatá	Piranema	Enchova Oeste	Pargo	Serra
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	-	1	1	1	1
3	1	1	-	1	-	-	1	1	1
4	-	-	-	-	1	-	-	-	-
5	1	-	1	1	-	-	1	-	-
6	-	-	1	-	1	1	-	-	-
7	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil
11	Namorado	Baleia Anã	Garoupa	Enchova	Tambuatá	Piranema	Enchova Oeste	Pargo	Serra
12	41	4	41	42	0	12	35	31	23
13	10.468	10.238	11.757	9.622	14.155	11.561	7.294	10.098	9.475
14	4.609	3.300	3.060	2.463	652	2.487	1.950	1.010	1.522
15	7	1	17	6	4	14	3	7	19
16	1	1	10	4	3	8	2	4	2
17	3	4	3	3	3	3	3	3	3
18	3	5	3	3	3	3	3	3	3
19	4.860	4.752	5.466	4.462	6.900	5.374	3.367	4.686	4.393
20	258	254	282	243	323	278	201	252	241
21	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	27	18	30	20	28	45	25	23	33
23	2,114562313	2,021276596	2,119602515	2,119803604	1,914893617	2	2,12507105	2,106382979	2
24	0,99989334	5	0,99982847	0,999834662	10	6	0,999750096	1	6
25	88,45864908	84,89361702	88,45291015	88,45345796	80,42553191	84	88,44597658	88,46808511	84
26	4,212316623	4,042553191	4,21204334	4,212069427	3,829787234	4	4,21171317	4,212765957	4
27	2,106158311	2,021276596	2,10602167	2,106034713	1,914893617	2	2,105856585	2,106382979	2
28	1,053079156	1,010638298	1,053010835	1,053017357	0,957446809	1	1,052928293	1,053191489	1
29	1,055341183	1,010638298	1,056583024	1,055782272	0,957446809	1	1,058704228	1,053191489	1
30	5.048	251	5.421	7.883	1.334	18.149	3.311	219	135
31	4,29	4,83	1,14	2,48	0,00	0,07	0,77	5,42	9,52
32	-	-	-	-	0,00	-	-	-	-
33	675,15	-	2.183,80	2.139,48	-	-	1.724,06	-	-
34	-	-	-	-	1.168,31	15.889,48	-	-	-
35	1	1	1	1	1	1	1	1	1
36	41	41	41	41	41	41	41	41	41
37	1	1	1	1	1	1	1	1	1
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	1	1	1	1	1	1	1	1	1
41	0,15	0,00	1,00	0,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00
42	1	0	1	0	1	0	0	0	0
43	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	1	1	1	1	1	1	1	1	1
46	1	1	1	1	1	1	1	1	1
47	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	2	2	2	2	2	2	2	2	2
49	134	5	73	70	160	534	47	36	39
50	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	0	0	0	0	0	0	0	0	0
52	1	1	1	1	1	1	1	1	1
53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	0	0	0	0	0	0	0	0	0
55	1	1	1	1	1	1	1	1	1
56	0	0	0	0	0	0	0	0	0
57	0	0	0	0	0	0	0	0	0
58	1	1	1	1	1	1	1	1	1
59	0	0	0	0	0	0	0	0	0
60	1	1	1	1	1	1	1	1	1
61	0	0	0	0	0	0	0	0	0
62	0	0	0	0	0	0	0	0	0
63	50	47	47	51	115	23	56	47	106
64	-	-	-	-	-	-	-	-	-
65	57	76	63	75	246	-	75	56	106
66	-	-	-	-	-	-	-	-	-
67	-	-	-	-	-	-	-	-	-
68	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000
69	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabela 28 – Inputs. Sem preenchimento de cor, estão os dados inseridos pelo usuário; em verde, dados alterados para valor padrão (OPGEE); em amarelo, dados ajustado por macro (OPGEE) e em vermelho, dados fora do intervalo encontrado na literatura -
Continuação.

Nº	Voador	Ubarana	Vermelho	Xaréu	Espada	Curimã	Atum	Aratum	Tartaruga	Guaricema
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	-	1	1	1	1	-	1	1	1
3	1	1	1	1	1	1	1	1	-	1
4	-	1	-	-	-	-	1	-	-	-
5	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
6	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-
7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil
11	Voador	Ubarana	Vermelho	Xaréu	Espada	Curimã	Atum	Aratum	Tartaruga	Guaricema
12	27	44	31	39	37	40	36	33	25	51
13	10.668	9.553	10.280	7.025	9.461	8.094	8.396	4.110	11.581	5.127
14	1.361	1.656	957	1.253	1.188	1.048	724	557	310	370
15	7	6	12	3	1	1	4	3	2	6
16	4	4	4	2	1	1	3	2	2	2
17	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
18	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
19	4.954	4.430	4.771	3.241	4.386	3.743	3.885	1.870	5.383	2.348
20	262	242	253	196	240	216	221	144	278	162
21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	29	33	22	31	25	31	25	31	41	38
23	2,106382979	2,00904256	2,106382979	2	2	2	2	2	2	2
24	1	5,999329395	1	6	6	6	6	6	6	6
25	88,46808511	83,99061153	88,46808511	84	84	84	84	84	84	84
26	4,212765957	3,99955293	4,212765957	4	4	4	4	4	4	4
27	2,106382979	1,999776465	2,106382979	2	2	2	2	2	2	2
28	1,053191489	0,999888232	1,053191489	1	1	1	1	1	1	1
29	1,053191489	1,001798893	1,053191489	1	1	1	1	1	1	1
30	1.144	15.555	217	226	259	1.716	457	156	578	4.265
31	0,01	2,04	11,71	1,66	0,23	6,01	1,62	19,00	0,04	0,00
32	-	26,02	-	-	-	-	3,17	-	-	-
33	-	4.239,59	-	-	-	-	-	-	-	-
34	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
36	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41
37	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00
42	0	1	0	1	0	0	1	0	0	0
43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
46	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
47	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
49	160	85	32	48	31	80	50	34	507	132
50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
52	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
53	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
55	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
56	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
57	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
58	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
59	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
60	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
61	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
62	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
63	68	8	47	59	19	25	58	106	37	10
64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
65	78	44	56	67	-	50	67	106	-	12
66	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
67	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
68	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000
69	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabela 28 – Inputs. Sem preenchimento de cor, estão os dados inseridos pelo usuário; em verde, dados alterados para valor padrão (OPGEE); em amarelo, dados ajustado por macro (OPGEE) e em vermelho, dados fora do intervalo encontrado na literatura -
Continuação.

Nº	Camorim	Agulha	Abalone	Cioba	Pescada	Bagre	Oeste De Ubarana	Dom João Mar	Linguado
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	1	1	1	1	1	1	1	-	-
4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	1	-	-	-	-	1	-	-	-
6	-	-	-	-	-	-	-	1	1
7	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil	Brazil
11	Camorim	Agulha	Abalone	Cioba	Pescada	Bagre	Oeste De Ubarana	Dom João Mar	Linguado
12	49	41	10	14	21	36	15	65	38
13	7.792	7.051	15.633	5.625	10.939	13.329	8.075	3.796	8.539
14	339	207	25	154	75	76	36	21	10
15	23	6	1	1	6	1	1	3	1
16	6	2	1	1	2	1	1	1	1
17	3	3	3	3	3	3	3	3	3
18	3	3	3	3	3	3	3	3	3
19	3.601	3.253	7.300	2.582	5.081	6.200	3.735	1.722	3.953
20	210	197	351	171	267	310	215	138	224
21	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	31	30	38	27	42	27	55	37	20
23	2,003500576	2	2,106382979	2	2	2,005915344	2	2	2,106382979
24	5,999741995	6	1	6	6	5,99956035	6	6	1
25	83,99638794	84	88,46808511	84	84	83,99384489	84	84	88,46808511
26	3,999827997	4	4,212765957	4	4	3,9997069	4	4	4,212765957
27	1,999913998	2	2,106382979	2	2	1,99985345	2	2	2,106382979
28	0,999956999	1	1,053191489	1	1	0,999926725	1	1	1,053191489
29	1,000670498	1	1,053191489	1	1	1,001192336	1	1	1,053191489
30	19,515	110	3,467	35	55,603	15,009	36,847	211	301
31	0,45	2,00	0,02	0,02	0,34	10,90	0,30	13,90	8,63
32	-	-	-	-	-	-	-	-	-
33	7,418,80	-	-	-	-	876,12	-	-	-
34	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	1	1	1	1	1	1	1	1	1
36	41	41	41	41	41	41	41	41	41
37	1	1	1	1	1	1	1	1	1
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	1	1	1	1	1	1	1	1	1
41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00
42	0	0	0	0	0	0	0	0	0
43	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	1	1	1	1	1	1	1	1	1
46	1	1	1	1	1	1	1	1	1
47	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	2	2	2	2	2	2	2	2	2
49	333	16	-	12	-	665	-	201	55
50	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	0	0	0	0	0	0	0	0	0
52	1	1	1	1	1	1	1	1	1
53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	0	0	0	0	0	0	0	0	0
55	1	1	1	1	1	1	1	1	1
56	0	0	0	0	0	0	0	0	0
57	0	0	0	0	0	0	0	0	0
58	1	1	1	1	1	1	1	1	1
59	0	0	0	0	0	0	0	0	0
60	1	1	1	1	1	1	1	1	1
61	0	0	0	0	0	0	0	0	0
62	0	0	0	0	0	0	0	0	0
63	4	93	75	6	19	45	14	25	55
64	-	-	-	-	-	-	-	-	-
65	6	22	-	15	44	76	44	-	54
66	-	-	-	-	-	-	-	-	-
67	-	-	-	-	-	-	-	-	-
68	250,000	250,000	250,000	250,000	250,000	250,000	250,000	250,000	250,000
69	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabela 28 – Inputs. Sem preenchimento de cor, estão os dados inseridos pelo usuário; em verde, dados alterados para valor padrão (OPGEE); em amarelo, dados ajustado por macro (OPGEE) e em vermelho, dados fora do intervalo encontrado na literatura -

Continuação.

Nº	Marlim Leste	Peregrino	Barracuda
1	1	1	1
2	0	1	0
3	1	1	1
4	1	0	1
5	1	0	1
6	0	0	0
7	0	0	0
8	0	0	0
9	0	0	0
10	Brazil	Brazil	Brazil
11	Marlim Leste	Peregrino	Barracuda
12	20	9	22
13	12.520	16.715	11.277
14	55.020	61.103	42.759
15	9	334	11
16	5	178	10
17	3.816	5.095	3.437
18	3	3	3
19	5.800	7.600	5.240
20	295	371	273
21	1	1	1
22	24	14	25
23	2,03	2,02	2,12
24	5,00	5,00	1,00
25	84,88	84,89	88,45
26	4,04	4,04	4,21
27	2,02	2,02	2,11
28	1,01	1,01	1,05
29	1,01	1,01	1,06
30	2.424	61	2.925
31	1,17	2,30	1,26
32	1,49	0,00	1,33
33	850,25	-	1.010,23
34	0	0	0
35	1	1	1
36	41	41	41
37	1	1	1
38	0	0	0
39	0	0	0
40	1	1	1
41	0,10	0,00	0,00
42	1	1	1
43	0	0	0
44	0	0	0
45	1	1	1
46	1	1	1
47	0	0	0
48	2	2	2
49	42	7	38
50	0	0	0
51	0	0	0
52	1	1	1
53	0	0	0
54	0	0	0
55	1	1	1
56	0	0	0
57	0	0	0
58	1	1	1
59	0	0	0
60	1	1	1
61	0	0	0
62	0	0	0
63	66	53	55
64	-	-	-
65	255	-	74
66	-	-	-
67	-	-	-
68	250.000	250.000	250.000
69	1	1	1

ANEXO 2 – MATRIZ DE CORRELAÇÃO DO PCA

Tabela 29 – Matriz de correlação da análise de componentes principais.

Var	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
A	1	-0,123	-1,000	-0,377	0,123	0,146	-0,339	-0,279	-0,290	-0,267	-0,343	0,186	-0,036
B	-0,123	1	0,123	0,295	-1,000	0,233	-0,330	-0,235	0,042	-0,111	-0,357	-0,084	-0,486
C	-1,000	0,123	1	0,377	-0,123	-0,146	0,339	0,279	0,290	0,267	0,343	-0,186	0,036
D	-0,377	0,295	0,377	1	-0,295	0,204	-0,016	0,171	0,316	0,150	-0,027	-0,138	-0,299
E	0,123	-1,000	-0,123	-0,295	1	-0,233	0,330	0,235	-0,042	0,111	0,357	0,084	0,486
F	0,146	0,233	-0,146	0,204	-0,233	1	-0,573	-0,228	-0,114	-0,143	-0,563	0,155	-0,126
G	-0,339	-0,330	0,339	-0,016	0,330	-0,573	1	0,383	0,183	0,204	0,997	-0,146	0,461
H	-0,279	-0,235	0,279	0,171	0,235	-0,228	0,383	1	0,676	0,815	0,402	0,005	0,336
I	-0,290	0,042	0,290	0,316	-0,042	-0,114	0,183	0,676	1	0,712	0,188	-0,077	0,036
J	-0,267	-0,111	0,267	0,150	0,111	-0,143	0,204	0,815	0,712	1	0,217	0,016	0,137
K	-0,343	-0,357	0,343	-0,027	0,357	-0,563	0,997	0,402	0,188	0,217	1	-0,125	0,499
L	0,186	-0,084	-0,186	-0,138	0,084	0,155	-0,146	0,005	-0,077	0,016	-0,125	1	0,134
M	-0,036	-0,486	0,036	-0,299	0,486	-0,126	0,461	0,336	0,036	0,137	0,499	0,134	1
N	0,149	0,078	-0,149	-0,150	-0,078	-0,062	-0,045	-0,064	-0,069	0,001	-0,047	0,589	0,025
O	0,275	0,094	-0,275	-0,100	-0,094	0,354	-0,382	-0,173	-0,033	-0,212	-0,384	-0,090	-0,189
P	-0,443	0,179	0,443	0,296	-0,179	0,164	-0,004	0,009	0,050	0,075	-0,006	0,032	-0,052
Q	-0,131	0,224	0,131	0,557	-0,224	0,381	-0,140	-0,104	0,122	-0,029	-0,145	0,000	-0,169
R	0,073	-0,292	-0,073	-0,158	0,292	-0,132	0,105	0,014	0,003	0,022	0,106	0,312	0,170
S	-0,307	0,000	0,307	-0,043	0,000	-0,142	0,492	0,497	0,179	0,218	0,519	0,011	0,727
T	0,214	-0,965	-0,214	-0,285	0,965	-0,170	0,210	0,056	-0,117	0,006	0,230	0,064	0,359
U	-0,863	0,071	0,863	0,394	-0,071	-0,117	0,324	0,285	0,272	0,170	0,324	-0,183	0,051
V	-0,200	-0,512	0,200	-0,187	0,512	-0,241	0,591	0,547	0,132	0,244	0,628	0,052	0,873
W	0,134	-0,266	-0,134	0,012	0,266	0,148	0,113	-0,110	-0,068	-0,159	0,116	0,271	0,071
X	-0,322	-0,433	0,322	-0,098	0,433	-0,473	0,615	0,370	0,084	0,137	0,646	-0,136	0,499
Y	-0,383	-0,190	0,383	0,124	0,190	-0,238	0,533	0,423	0,253	0,194	0,562	-0,027	0,433
Z1	0,352	-0,040	-0,352	-0,597	0,040	-0,108	-0,178	-0,193	-0,243	-0,070	-0,185	-0,078	-0,162
Z2	0,375	0,103	-0,375	-0,560	-0,103	-0,095	-0,201	-0,198	-0,245	-0,050	-0,207	0,380	-0,139

Tabela 29 – Matriz de correlação da análise de componentes principais - Continuação.

Var	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z1	Z2
A	0,149	0,275	-0,443	-0,131	0,073	-0,307	0,214	-0,863	-0,200	0,134	-0,322	-0,383	0,352	0,375
B	0,078	0,094	0,179	0,224	-0,292	0,000	-0,965	0,071	-0,512	-0,266	-0,433	-0,190	-0,040	0,103
C	-0,149	-0,275	0,443	0,131	-0,073	0,307	-0,214	0,863	0,200	-0,134	0,322	0,383	-0,352	-0,375
D	-0,150	-0,100	0,296	0,557	-0,158	-0,043	-0,285	0,394	-0,187	0,012	-0,098	0,124	-0,597	-0,560
E	-0,078	-0,094	-0,179	-0,224	0,292	0,000	0,965	-0,071	0,512	0,266	0,433	0,190	0,040	-0,103
F	-0,062	0,354	0,164	0,381	-0,132	-0,142	-0,170	-0,117	-0,241	0,148	-0,473	-0,238	-0,108	-0,095
G	-0,045	-0,382	-0,004	-0,140	0,105	0,492	0,210	0,324	0,591	0,113	0,615	0,533	-0,178	-0,201
H	-0,064	-0,173	0,009	-0,104	0,014	0,497	0,056	0,285	0,547	-0,110	0,370	0,423	-0,193	-0,198
I	-0,069	-0,033	0,050	0,122	0,003	0,179	-0,117	0,272	0,132	-0,068	0,084	0,253	-0,243	-0,245
J	0,001	-0,212	0,075	-0,029	0,022	0,218	0,006	0,170	0,244	-0,159	0,137	0,194	-0,070	-0,050
K	-0,047	-0,384	-0,006	-0,145	0,106	0,519	0,230	0,324	0,628	0,116	0,646	0,562	-0,185	-0,207
L	0,589	-0,090	0,032	0,000	0,312	0,011	0,064	-0,183	0,052	0,271	-0,136	-0,027	-0,078	0,380
M	0,025	-0,189	-0,052	-0,169	0,170	0,727	0,359	0,051	0,873	0,071	0,499	0,433	-0,162	-0,139
N	1	-0,155	-0,047	0,001	0,220	-0,010	-0,075	-0,216	-0,048	0,045	-0,261	-0,102	-0,207	0,518
O	-0,155	1	-0,074	-0,122	-0,130	-0,212	-0,046	-0,223	-0,231	0,046	-0,115	-0,128	-0,155	-0,229
P	-0,047	-0,074	1	0,406	-0,057	0,046	-0,190	0,382	-0,053	-0,053	-0,126	0,023	-0,260	-0,240
Q	0,001	-0,122	0,406	1	-0,094	-0,059	-0,205	0,100	-0,166	0,184	-0,284	-0,091	-0,396	-0,326
R	0,220	-0,130	-0,057	-0,094	1	-0,047	0,301	-0,107	0,109	0,434	-0,037	-0,035	-0,187	-0,167
S	-0,010	-0,212	0,046	-0,059	-0,047	1	-0,215	0,291	0,859	-0,171	0,521	0,501	-0,288	-0,201
T	-0,075	-0,046	-0,190	-0,205	0,301	-0,215	1	-0,145	0,309	0,311	0,286	0,060	0,097	-0,062
U	-0,216	-0,223	0,382	0,100	-0,107	0,291	-0,145	1	0,213	-0,182	0,346	0,341	-0,348	-0,422
V	-0,048	-0,231	-0,053	-0,166	0,109	0,859	0,309	0,213	1	-0,011	0,669	0,528	-0,227	-0,225
W	0,045	0,046	-0,053	0,184	0,434	-0,171	0,311	-0,182	-0,011	1	-0,107	-0,082	-0,071	-0,138
X	-0,261	-0,115	-0,126	-0,284	-0,037	0,521	0,286	0,346	0,669	-0,107	1	0,573	-0,110	-0,274
Y	-0,102	-0,128	0,023	-0,091	-0,035	0,501	0,060	0,341	0,528	-0,082	0,573	1	-0,378	-0,369
Z1	-0,207	-0,155	-0,260	-0,396	-0,187	-0,288	0,097	-0,348	-0,227	-0,071	-0,110	-0,378	1	0,684
Z2	0,518	-0,229	-0,240	-0,326	-0,167	-0,201	-0,062	-0,422	-0,225	-0,138	-0,274	-0,369	0,684	1